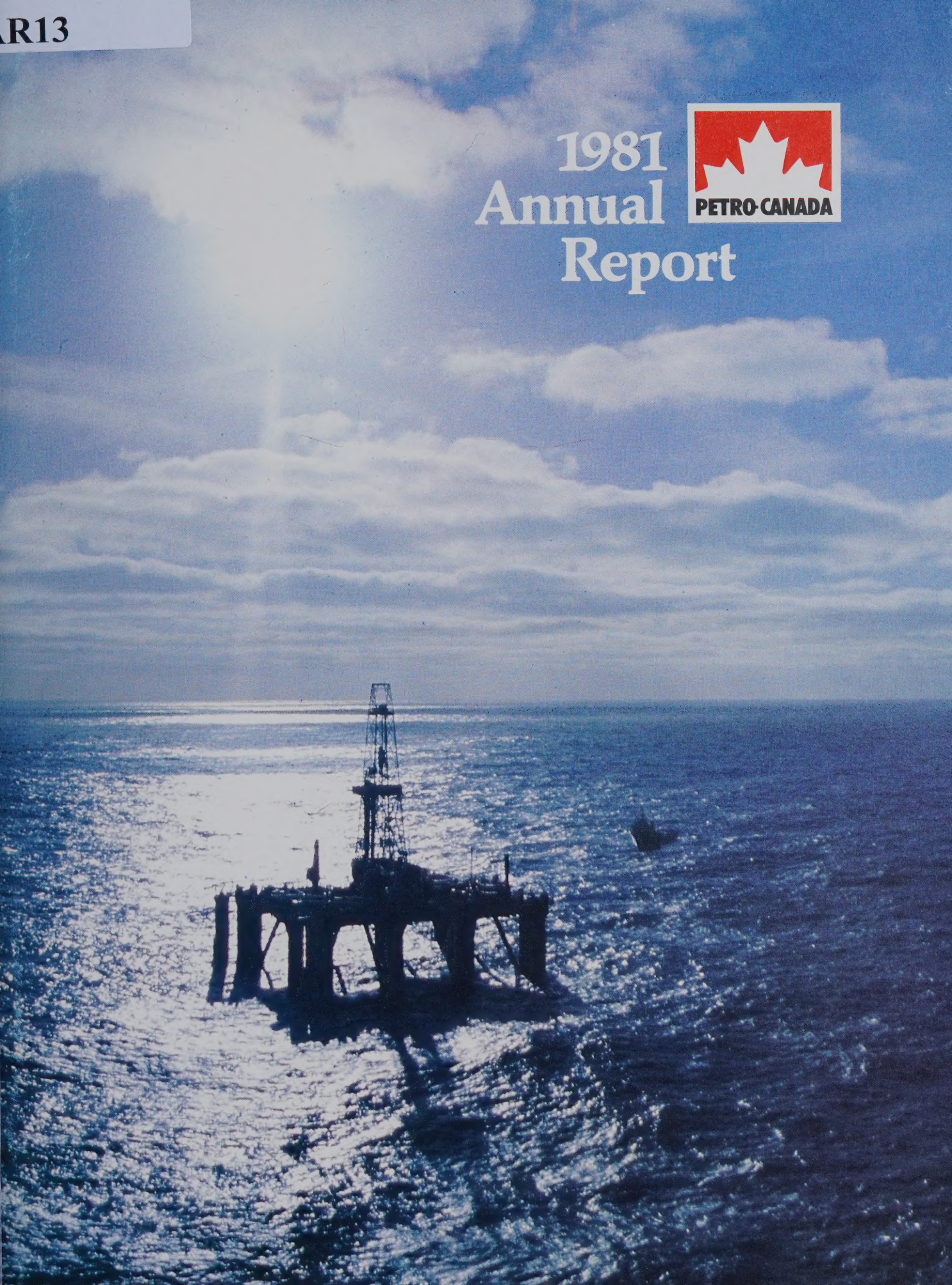
AR13

1981 Annual Report

PETRO-CANADA



Board of Directors

*†Wilbert H. Hopper
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

†J. Claude Hébert
Deputy Chairman of the Board of
Petro-Canada
Business Consultant
Montreal, Quebec

†Andrew Janisch
President and
Chief Operating Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

†James T. Black
President and Chief Executive Officer
The Molson Companies Ltd.
Rexdale, Ontario

Richard J. Cashin
President
Newfoundland Fisherman, Food
and Allied Workers Union
St. John's, Newfoundland

Ione J. Christensen
President
Hospitality North Ltd.
Whitehorse, Yukon

†Marshall A. Cohen
Deputy Minister
Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ontario

*Jerahmiel S. Grafstein
Partner
Minden, Gross, Grafstein and
Greenstein
Toronto, Ontario

Gordon H. Lennard
President
G. H. Lennard Corporation Ltd.
Calgary, Alberta

†H. Harrison McCain
Chairman of the Board
McCain Foods Limited
Florenceville, New Brunswick

*†David McD. Mann
Partner
Cox, Downie, Nunn, and Goodfellow
Halifax, Nova Scotia

J. Robert Ouimet
President and Chief Executive Officer
The Ouimet Cordon Bleu Group
Montreal, Quebec

*Thomas K. Shoyama
Visiting Professor
School of Public Administration
University of Victoria
Victoria, British Columbia

Ian A. Stewart
Deputy Minister
Finance
Ottawa, Ontario

Paul M. Tellier
Deputy Minister
Indian and Northern Affairs
Ottawa, Ontario

*Audit Committee Member
†Executive Committee Member

Corporate Profile

Petro-Canada is a fully integrated energy corporation totally owned by the Government of Canada. Established by Act of Parliament in 1975 as a Schedule D Crown Corporation, Petro-Canada began operations in 1976. Since that time three major acquisitions and an aggressive development program in all sectors of the industry have contributed to the evolution of the Corporation as a major integrated company with an asset base of $6.6 billion. Petro-Canada's 5 800 employees are located from coast to coast. The Corporation's head office is in Calgary, Alberta.

Head Office
P.O. Box 2844
Calgary, Alberta
T2P 3E3
Telephone: (403) 232-8000
Telex: 03825753

PETRO-CANADA

Five Year Financial and Operating Summary

		1981 (Note 2)	1980	1979	1978 (Note 2)	1977
Summary of Earnings (in thousands of dollars)	Revenue	**$2 715 777**	$1 035 154	$ 766 295	$ 205 095	$ 92 693
	Expenses	**2 286 759**	716 004	513 273	128 600	62 280
		429 018	319 150	253 022	76 495	30 413
	Deduct: Provision for income taxes	**225 174**	155 464	121 968	42 109	20 898
	Minority interest	**—**	—	5 049	7 010	—
	Net earnings before preferred share dividends of subsidiary	**203 844**	163 686	126 005	27 376	9 515
	Preferred share dividends of subsidiary	**138 971**	107 937	95 846	13 636	—
	Net earnings after preferred share dividends of subsidiary	**$ 64 873**	$ 55 749	$ 30 159	$ 13 740	$ 9 515
Other Financial Data (in thousands of dollars)	Working capital provided from operations	**$ 526 970**	$ 457 550	$ 357 684	$ 113 168	$ 55 884
	Capital expenditures	**709 881**	439 533	367 652	247 304	188 705
	Acquisition of subsidiary companies	**825 500**	—	749 528	746 861	—
	Total assets	**6 612 533**	3 766 766	3 411 321	3 348 913	878 696
	Working capital (deficiency)	**697 406**	135 205	186 063	82 824	(733)
	Long-term debt (Note 3)	**284 177**	283 075	329 506	337 116	214 000
	Revolving term loan	**566 829**	—	—	—	—
	Minority interest in subsidiaries	**787 450**	—	—	279 790	—
	Preferred shares issued by a subsidiary	**1 464 375**	1 464 375	1 464 375	1 464 375	—
	Convertible notes	**461 767**	—	—	—	—
	Shareholder's equity	**1 640 444**	1 114 599	978 850	802 691	551 148
Daily Production (net before royalties)	Domestic production from oil and gas wells					
	— Crude oil and natural gas liquids (thousands of m^3)	**11.3**	9.9	11.1	10.9	4.4
	— Natural Gas (millions of m^3)	**10.7**	9.3	11.5	10.7	2.5
	Synthetic crude oil (thousands of m^3)	**2.1**	1.5	1.2	—	—
	Foreign crude oil (thousands of m^3)	**0.2**	0.2	—	—	—
Proven Reserves (net before royalties)	Domestic (Note 4)					
	— Crude oil and natural gas liquids (millions of m^3)	**53.8**	48.7	50.4	50.5	24.1
	— Natural gas (billions of m^3)	**137.3**	115.4	107.8	118.7	23.1
	Foreign					
	— Crude oil and natural gas liquids (millions of m^3)	**0.9**	1.0	1.0	1.0	—
	— Natural gas (billions of m^3)	**0.4**	0.5	—	—	—
Marketing	Sales Volumes (millions of m^3)					
	— Gasoline and distillates	**4.0**	1.4	1.3	0.2	—
	— Natural gas liquids	**1.2**	1.2	1.2	0.2	—
	— Marketing Outlets	**1 504**	407	420	426	—
Employees	Number at December 31	**5 801**	2 823	2 246	2 038	649

Notes:

1. Certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
2. Financial and operating results are included from November 11, 1978 for the former Pacific Petroleums Ltd. and from May 12, 1981 for the former Petrofina Canada Inc. operations.
3. Long-term debt includes current maturities.
4. The proven reserves figures do not include synthetic crude oil reserves resulting from the Corporation's interest in the Syncrude Project.

Officers

Wilbert H. Hopper
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer

Andrew Janisch
President and
Chief Operating Officer

Joel I. Bell
Executive Vice-president

David P. O'Brien
Senior Vice-president,
General Counsel and
Corporate Secretary

Sam Stewart
Senior Vice-president

Robert A. Meneley
Group Vice-president
Offshore and International

James M. Stanford
Group Vice-president
Mainland Canada

V. Glenn Sundstrom
Group Vice-president
Marketing and Manufacturing

Douglas B. Bowie
Vice-president
Environmental and Social Affairs

A. Rae Campbell
Vice-president
Corporate Planning

Kenneth G. Donald
Vice-president
Coal

Fred. B. Grant
Vice-president
Treasurer

David T. McKay
Vice-president
Information Systems and Services

William Morrow
Vice-president and Controller

James Scurr
Vice-president
Human Resources and
Corporate Administration

Peter M. Towe
Vice-president
Chairman
Petro-Canada International
Assistance Corporation

Robert S. Vincent
Vice-president
Downstream Development

Muriel Rhynes
Assistant Secretary

Divisional Officers

Offshore and International Division:
Robert A. Meneley, President
Ronald J. Bell, Vice-president, Drilling
Fred G. Rayer, Vice-president, Exploration

Mainland Canada Division:
James M. Stanford, President
Ian G. Bryden, Vice-president, Production
Peter F. Cotsworth, Vice-president,
Heavy Oil
William B. Thompson, Vice-president,
Exploration

Petro-Canada Products Division:
V. Glenn Sundstrom, President
Thomas H. Allman, Vice-president and
Treasurer
Gordon A. Craig, Vice-president and
Comptroller
John A. Dodd, Vice-president,
Manufacturing
Stephen D. Lathrop, Vice-president,
Western Operations
Alex W. McLeod, Vice-president,
General Counsel and Secretary
Nicholas H. Van Son, Vice-president,
Supply and Logistics

Special Projects Division:
Thomas F. Scott, Vice-president,
Canstar Oil Sands Ltd. project
George W. Sinclair, Vice-president,
Arctic Pilot Project.

Corporate Profile

Petro-Canada is a fully integrated energy corporation totally owned by the Government of Canada. Established by Act of Parliament in 1975 as a Schedule D Crown Corporation, Petro-Canada began operations in 1976. Since that time three major acquisitions and an aggressive development program in all sectors of the industry have contributed to the evolution of the Corporation as a major integrated company with an asset base of $6.6 billion. Petro-Canada's 5 800 employees are located from coast to coast. The Corporation's head office is in Calgary, Alberta.

Head Office
P.O. Box 2844
Calgary, Alberta
T2P 3E3
Telephone: (403) 232-8000
Telex: 03825753

Message from the Chairman of the Board

On behalf of the Board of Directors, I am pleased to present the 1981 Petro-Canada annual report for the fiscal year ended December 31, 1981.

This year was marked with the acquisition of Petrofina Canada Inc. In early 1981, Petro-Canada reached agreement with Petrofina S.A., headquartered in Brussels, Belgium, to purchase all of the assets of Petrofina Canada for a total of $1.61 billion. This acquisition added to Petro-Canada's oil and gas production, its land base and its oil and gas reserves. In addition, Petro-Canada acquired a further five per cent interest in the Syncrude consortium and an additional eight per cent in the Alsands Group. As well, by this purchase, Petro-Canada now has a major refinery in eastern Canada and the only nation-wide Canadian marketing system.

The year 1981 was notable in one other area of Petro-Canada's operations. Petro-Canada's mandate since the creation of the company has been to explore the frontiers. This it has done at an unparalleled level and pace. More than 30 per cent of Petro-Canada's 1981 capital budget was spent on frontier exploration and related activities. Since 1976, Petro-Canada has participated in two thirds of the wells in the east coast and high Arctic. We have been an operator of a major exploration project, the Labrador Group, for two years and are a major landholder in the east coast offshore.

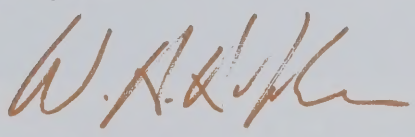
This activity and risk-taking have started to provide answers to some of the questions about the availability of future supplies of oil and gas from Canada's frontiers. There is oil and gas in our frontier regions, we are now finding volumes and doing so at locations where it is commercially attractive. We believe that sufficient hydrocarbons have been discovered in the Grand Banks and Scotian Shelf, and that enough is known about their characteristics for them to be considered commercial. We believe that this has occurred much sooner than if Petro-Canada were not active in the frontiers for the last five years. The risks taken in the 70's will reap benefits for Canadians in future decades.

Petro-Canada has also dedicated a higher proportion of its budget to oil sands and heavy oils activities. As partners in the Syncrude plant, the Alsands and Canstar projects, we have concretely expressed our commitment to helping oil sands projects go ahead. As well, our interest and work in heavy oils including research, exploration and development, is evidence of the priority we give to advancing the prospects of their development.

The National Energy Program has been in effect since October, 1980. Some portions of the policies announced in that program have been legislated by Parliament in Bill C-48. Others will come up in the 1982 legislative program. Petro-Canada supports the goals of the National Energy Program and has endeavoured, in pursuing its mandate, to work towards these policy goals and to utilize the incentives provided by the NEP to increase its capacity to pursue those goals.

Finally, it is important to note that Petro-Canada is contributing a substantial cash flow which it generates to the pursuit of the national goals set out by Parliament in its mandate. For 1982, about 70 per cent of the capital budget will be from internally generated funds and petroleum incentive payments. Thus every activity of Petro-Canada that generates cash, ranging from production of oil and gas to the sale of gasoline, is reinvested into priority items such as frontier oil and gas exploration and other activities of a priority nature. We believe that the positive contribution of cash flow to finance our priority items must be emphasized. Over the last five years it has been a new source of funds for seeking Canadian solutions to Canadian problems.

Finally, let me pay my respects to the employees of this Corporation, some 1 500 of whom are completely new, some of whom are oldtimers with five years of service to this company. All bring years of industry experience to Petro-Canada and have shown dedication and understanding in dealing with the tremendous growth and change this company has felt in the past six years.



W. H. Hopper
Chairman and Chief Executive Officer

March 31, 1982

Frontier Exploration Review







Dynamically-positioned drillships used off the coast of Labrador in the summer are provided with support from supply vessels and helicopters. During the 1981 season, Petro-Canada operated three drillships.



Petro-Canada was an active explorer in Canada's frontier regions during 1981 both as a participant and as an operator.

Petro-Canada continued its record of participating in most of the exploratory wells drilled by the industry in offshore regions of Canada and the Arctic Islands. In 1981 the Corporation participated in 16 of 23 such wells drilled by the industry, including participation in all 10 wells drilled on the east coast of Canada.

Construction began in 1981 on a world-class dynamically positioned, semi-submersible drilling rig, owned 50 per cent by Petro-Canada. The rig is scheduled for delivery early in 1983 and will make a significant contribution to Petro-Canada's east coast offshore exploration program.

Scotian Shelf

Petro-Canada took another major step in offshore exploration during the year with the formation of the Banquereau Group for which Petro-Canada is operator and a 40 per cent partner. The Group consists of nine Canadian companies. Petro-Canada initiated this consortium in an effort to assist the entry of Canadian companies, both large and small, into investment in the exploration and development of Canada's east coast offshore.

Using a Canadian-owned semi-submersible under long term contract to Petro-Canada, the Banquereau Group spudded its first well, Banquereau C-21, late in the year, 395 kilometres offshore Halifax.

The Corporation is a partner in two other wells drilled on the Scotian Shelf. Venture B-13, a delineation well, three kilometres northeast of the 1979 Venture D-23 success, discovered additional volumes of natural gas and condensate. A second delineation well, Venture B-43, was spudded on the same structure three kilometres west of D-23 and was drilling at year end. These delineation wells are part of an on-going drilling program to establish the commercial viability of reserves in the Sable Island area.





Highly trained personnel and equipment combine to form the basis for offshore drilling operations. Petro-Canada was operator for two offshore drilling programs in 1981.

1 kilometre = 0.62 miles

Grand Banks

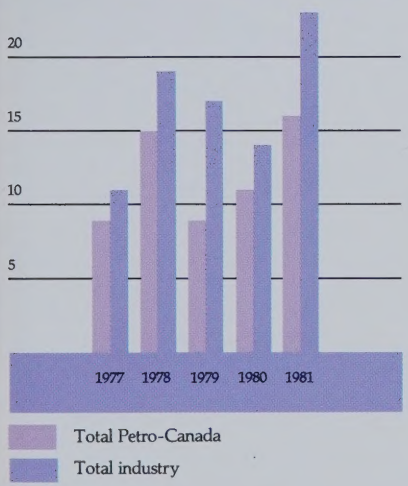
Six wells were completed in the Grand Banks area in 1981, and three more delineation wells were drilling on the Hibernia structure. Petro-Canada was a 25 per cent participant in all drilling conducted on the Grand Banks during 1981.

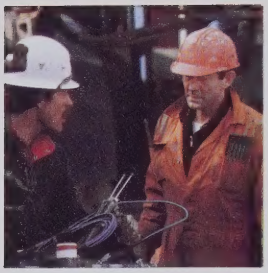
Testing of the Hibernia B-08 delineation well was completed early in the year. In addition to being the first discovery of free gas in the Hibernia structure, B-08 was the most productive oil well tested to that point on the Grand Banks. The results of B-08 provided encouragement in determining the commerciality of the Hibernia field.

Hibernia G-55A, located eight kilometres northwest of the Hibernia P-15 discovery of 1979, failed to find hydrocarbons and was subsequently plugged and abandoned.

The third delineation well, Hibernia K-18, flowed oil from sands corresponding to those in the P-15 discovery. Located five kilometres north of P-15, this well confirmed the significant northwestern extension of the oil-bearing Hibernia structure.

Frontier drilling statistics (Excluding Mackenzie Delta)



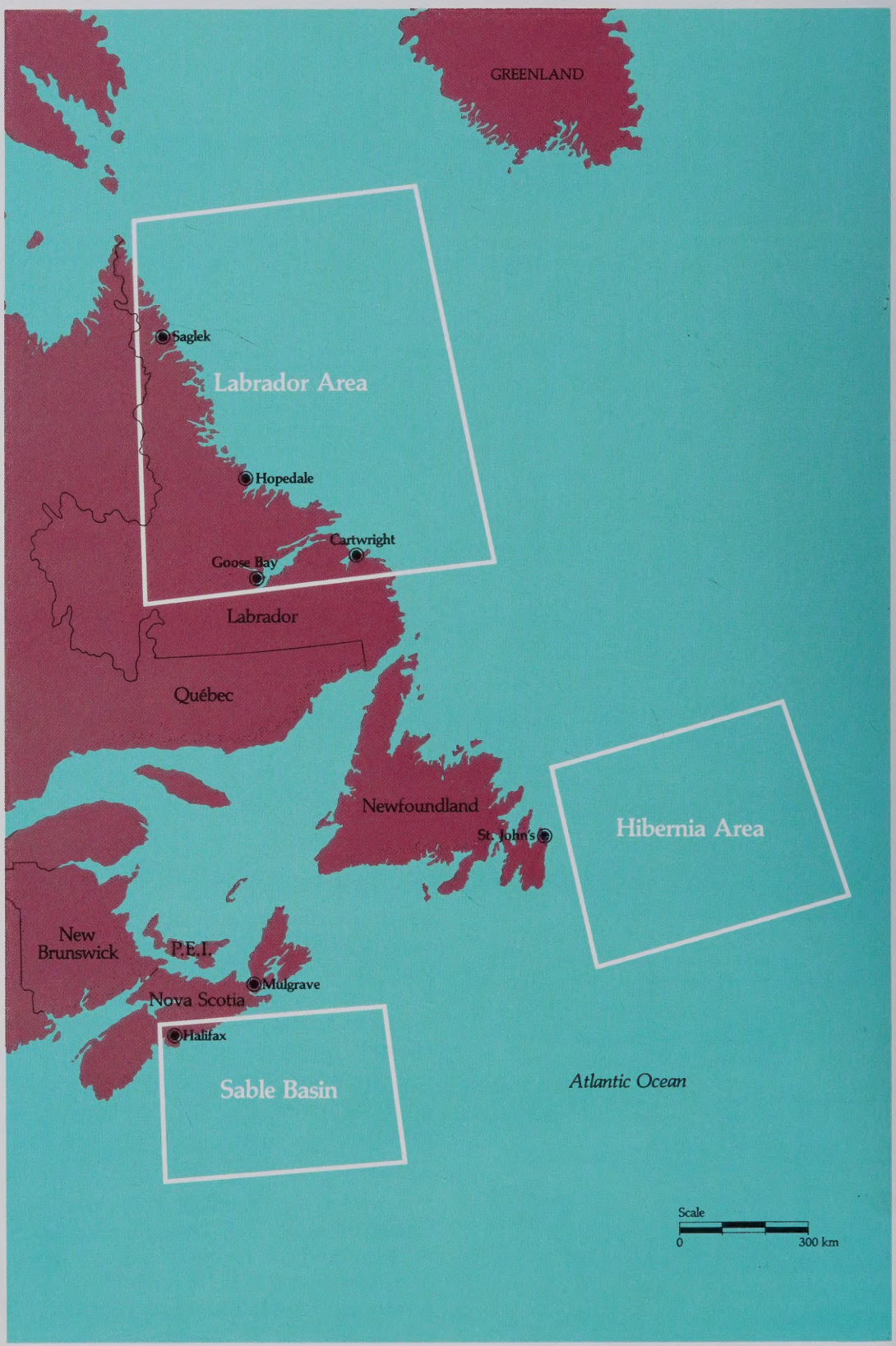




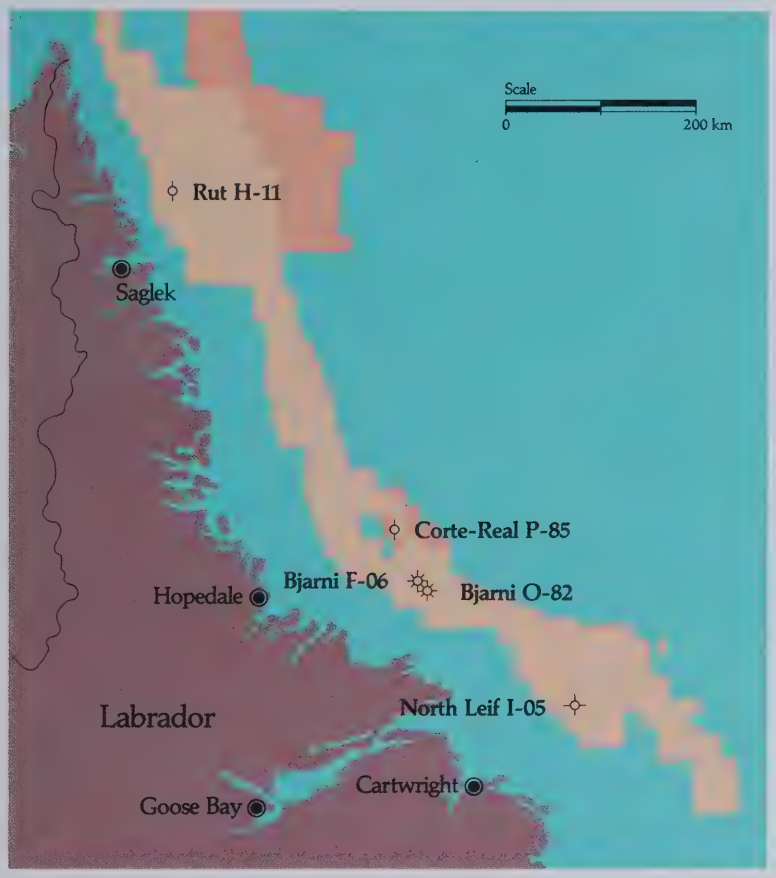
Offshore exploration is a high risk, costly effort that requires time, talent and patience.

1 kilometre = 0.62 miles

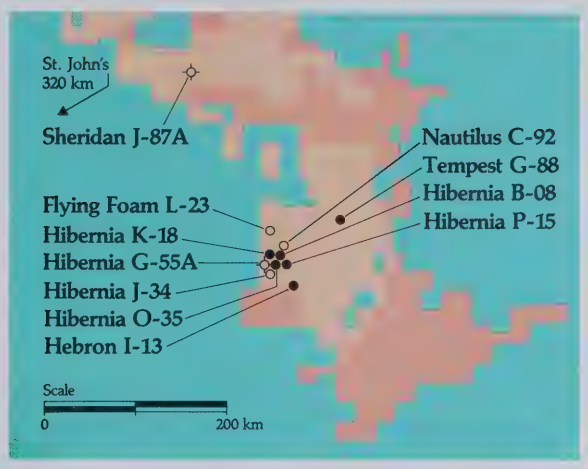
Canadian East Coast Offshore



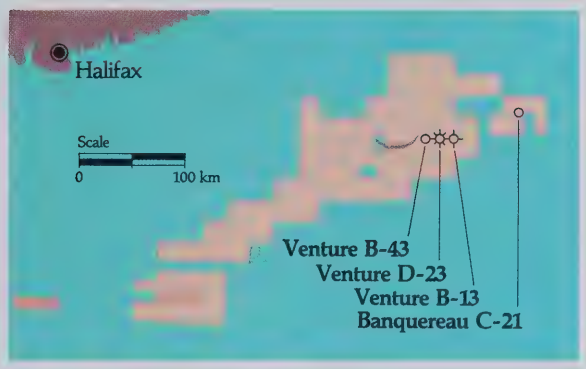
Labrador Area



Hibernia Area



Sable Basin



Three wildcat wells were also drilled on the Grand Banks on structures separate from Hibernia. Petro-Canada participated in an oil discovery at Hebron I-13, located 37 kilometres southeast of Hibernia in the same structural complex as the Ben Nevis I-45 oil and gas discovery of 1980.

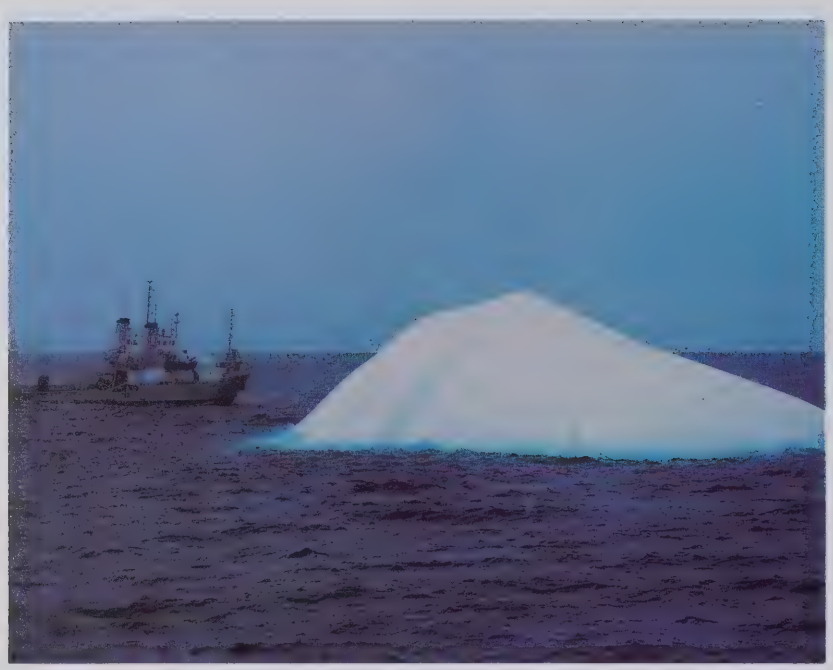
South Tempest G-88, spudded late in 1980, was also drilled on a separate structure, about 80 kilometres northeast of Hibernia. Testing of the well was curtailed due to operating difficulties. Additional drilling will be required to determine the economic potential of this and related structures.

Sheridan J-87, drilled 210 kilometres northwest of the Hibernia discoveries, was abandoned late in the year when it failed to encounter hydrocarbons.

At year end three wells were drilling in the Grand Banks area: the Hibernia J-34 delineation test, located two kilometres south of Hibernia O-35; and wildcats Nautilus C-92, seven kilometres north of Hibernia K-18, and West Flying Foam L-23, also located on a separate structure 35 kilometres northwest of the Hibernia field.

A significant thickness of hydrocarbon-bearing sands had been penetrated by Hibernia J-34 at year end. Nautilus C-92 had also shown hydrocarbons.

- Preferential rights
- Joint interest lands
- Oil well
- Gas well
- Drilling location
- Dry and abandoned
- Suspended





When icebergs threaten to disrupt offshore exploration, they are towed to a new course by supply vessels. Inuit girl is one of a new generation to see resource development begin in the frontier.

Labrador Shelf

As operator for the Labrador Group of companies, Petro-Canada operated three drillships on the Labrador Shelf during the year and made history with the first recovery of oil in that region, confirming the hydrocarbon potential of that portion of the east coast.

Petro-Canada et al North Leif I-05, 178 kilometres east of Cartwright, was re-entered, and a small quantity of oil was recovered in an area where other promising structures have been identified.

Bjarni O-82, 160 kilometres east of Hopedale, was re-entered and tested natural gas and condensate. North Bjarni F-06, eight kilometres northwest of Bjarni O-82, was also re-entered and gas was discovered. The indicated gas zone is sufficiently encouraging to be more fully evaluated in 1982.

Rut H-11, the most northerly of the wells drilled during the season, 65 kilometres northeast of Saglek, was suspended due to inclement weather. It will be re-entered in 1982.

The fifth well of the season was Corte-Real P-85, 145 kilometres northeast of Hopedale. The well was begun late in the season and only the initial casing was set. The well will be re-entered in 1982.

The Corporation, acting as operator for the Labrador Group and as a participant in other joint interest lands, conducted an extensive seismic program on the Labrador Shelf.

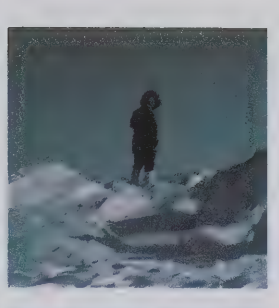
Arctic

Petro-Canada's 1981 exploration program in the Arctic Islands included activities as a member of the Arctic Islands Exploration Group (AIEG) and as a major shareholder of Panarctic Oils Ltd.

The AIEG Group, operated by Panarctic, drilled three wells to complete earning requirements on the acreage. All three wells discovered oil and natural gas. Although the discoveries require further delineation drilling to assess their commerciality, they offer new potential for oil and natural gas production from the high Arctic.

The first of the three wells to discover hydrocarbons was Skate B-80, 18 kilometres northeast of Lougheed Island, and some 83 kilometres northeast of the 1979-80 natural gas discovery at Whitefish. Skate B-80 tested the King Christian sands, the same zone that produced the prolific Whitefish discovery. It was the first time oil has flowed to the surface from Mesozoic rocks in the Arctic.









The challenges are many but exploration in the high Arctic holds increasing potential for resource development with each new discovery.

Maclean I-72, 25 kilometres east of Lougheed Island, also discovered natural gas and condensate. The most encouraging well was Cisco B-66, 18 kilometres west of Lougheed Island which flowed oil at a rate of 250 cubic metres per day. The well also flowed gas and condensate from a deeper horizon.

Petro-Canada participated, through its interest in Pararctic Oils, in two other wells in the Arctic Islands. Both were abandoned.

Petro-Canada was a 14.2 per cent participant in the 1981 drilling of Alerk P-23 and in seismic programs in the nearshore Beaufort Sea. The well, drilled from an artificial island that had been constructed in 1980, was dry and was abandoned.

Two more artificial islands were constructed in the Beaufort Sea as sites for 1982 drilling on land in which Petro-Canada will participate.

Land Summary

(in hectares)

	Gross	Net
Provinces		
British Columbia	1 560 169	833 071
Alberta	3 945 722	2 009 065
Saskatchewan	252 718	112 184
Manitoba	148 528	74 555
Ontario	64 318	51 083
Quebec	1 362 110	705 690
Frontier		
N.W.T., Beaufort	10 859 893	7 760 298
Arctic Islands	10 177 968	1 886 588
East Coast offshore	36 223 710	19 030 697
International	626 169	73 010

1 kilometre = 0.62 miles
1 cubic metre = 6.28 barrels
1 hectare = 2.47 acres

Arctic Islands



Joint interest lands
Oil field
Gas field
Oil and gas well
Gas well

The Arctic Pilot Project

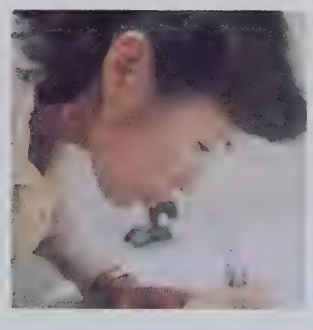
The Arctic Pilot Project, operated by Petro-Canada, successfully passed through two rounds of joint federal-provincial government hearings during 1981 bringing it a step closer to National Energy Board hearings set for February, 1982. Transport Canada also completed review of the ship design and terminal facilities.

The Project is designed to test the feasibility of producing natural gas from wells in the Arctic Islands, transporting the gas by a 160 kilometre buried pipeline, liquefying the gas and shipping it by icebreaking ships to a regasification plant in southern Canada — all on a year round basis.

Petro-Canada is project leader of a group of Canadian energy and shipping companies and holds a 37.5 per cent interest in the project.

If National Energy Board approval is received for the technical and economic aspects of the project, only federal Cabinet approval will be required for the project to proceed. The $2.1 billion project will take four years to construct and will operate for 20 years delivering some nine million cubic metres per day of natural gas from the Arctic.

Mainland Canada







The foothills of Alberta provide a scenic environment for drilling. Petro-Canada continues to actively explore for oil and natural gas in southern Canada.

1 cubic metre = 35.31 cubic feet
1 hectare = 2.47 acres
1 kilometre = 0.62 miles



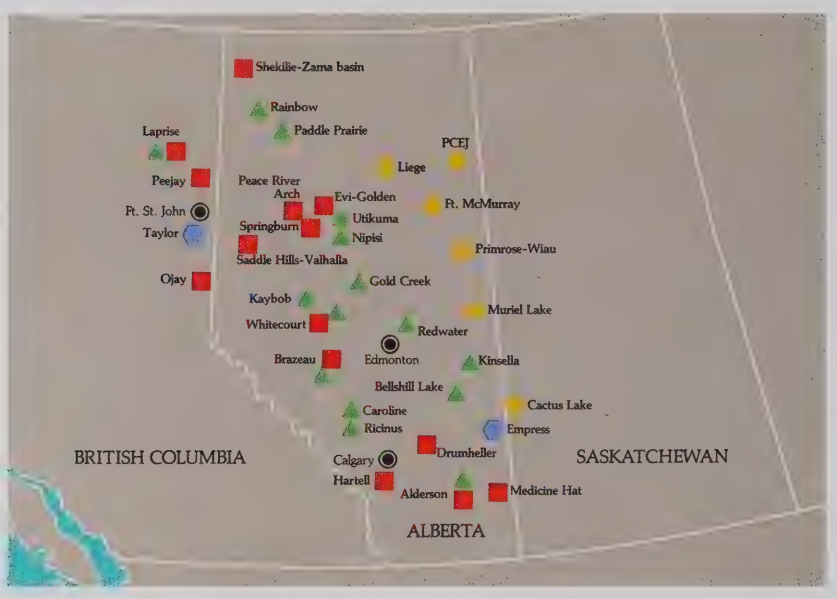
Exploration Activity

The acquisition of Petrofina substantially extended the Corporation's land base in 1981. Approximately 1.48 million net hectares of land within mainland Canada were added by Petrofina, offering greater scope for exploration in western Canada, the Arctic and the Gulf of St. Lawrence. In addition, Petro-Canada purchased 79 125 net hectares of land at provincial Crown sales.

Exploration activity was a major part of the Corporation's effort in the provinces during 1981. During the year, 173 exploratory wells in which Petro-Canada held an interest, were drilled in western Canada of which 41 were gas wells, 38 oil wells, 88 were dry and abandoned and six suspended, pending evaluation.

The Corporation employed nine geophysical crews and acquired 2 684 kilometres of new seismic data. In addition another 2 137 kilometres of seismic were completed by partners.

Western Canada



- Key production areas
- Key heavy oil / oil sands activity
- Key downstream activity
- Key exploration areas



Driller keeps a close eye on rig floor activities.

Petro-Canada was a major player in two of the most promising oil areas of Alberta: Shekilie-Zama Basin and the Peace River Arch. In the Shekilie-Zama Basin, a successful oil well was drilled and 2 888 net hectares of land were acquired. The Corporation participated in 730 kilometres of seismic work in the basin.

In the Peace River Arch oil play, Petro-Canada added 36 794 net hectares to its extensive acreage, participated in seven oil discoveries and conducted 380 kilometres of seismic work.

Activity in British Columbia was aimed at conventional oil prospects or those with potential for significant gas reserves. A seismic program was conducted in the Peejay area and two significant natural gas discoveries were made: one was in the foothills in the Oetco area and the other was at Laprise.

The Corporation continued geophysical evaluation of prospects in the attractive oil-prone Cambrian Basin north of Norman Wells, Northwest Territories. This area of the Northwest Territories, known as the Northern Interior Plains, has the potential to be a successful hydrocarbon area with its recognized source and reservoir rocks.

Within the Northwest Territories, Petro-Canada was awarded nine exploration agreements during the year, totalling 6.52 million net hectares. Two of these must be actively explored in keeping with the negotiated work program. The other seven agreements are under a two-year exploration delay to help facilitate land claim negotiations with the Déné and Métis of the Mackenzie Valley.

Work in the Province of Québec was devoted to three areas: the St. Lawrence Lowlands, the Gaspé peninsula and the estuary of the St. Lawrence River. Three wells were drilled in the St. Lawrence Lowlands, and one on the Gaspé Peninsula; a seismic program in the estuary of the St. Lawrence River was also completed. Two of the wells in the Lowlands, both near the town of Bécancour, encountered gas shows. Further testing is planned to evaluate these shows.

Petro-Canada, with two partners, acquired some 20 000 gross hectares southeast of London, Ontario in 1980 and 1981. The group ran a 105-kilometre seismic program and drilled one well in 1981.

Production Activity

A significant activity during 1981 was the integration of Petrofina's operations with those of Petro-Canada. These included major gas facilities at Wildcat Hills and Windfall and oil operations in the Redwater field, all in Alberta. Most of the producing properties that were acquired were in proximity to existing Petro-Canada operations. The integration added 2 310 cubic metres a day of oil and natural gas liquids and 1 771 thousand cubic metres per day of natural gas. This brought the Corporation's total production to 11 302 cubic metres per day of oil and natural gas liquids and 10 718 thousand cubic metres per day of natural gas.

Oil production was less than forecast due to the cutback ordered by the Alberta Energy Resources Conservation Board. Gas production was below capacity as a result of continued low export demand for natural gas, particularly from British Columbia where the Corporation has a major portion of its gas production.

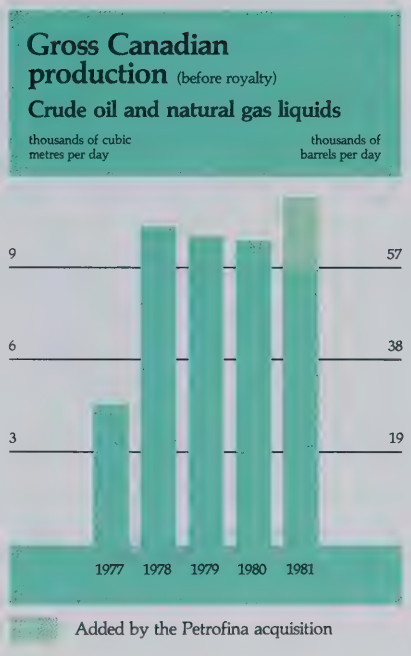
The Corporation continued with its aggressive development drilling program, participating in 231 gross wells of which 203 gross wells were completed as oil or gas producers.

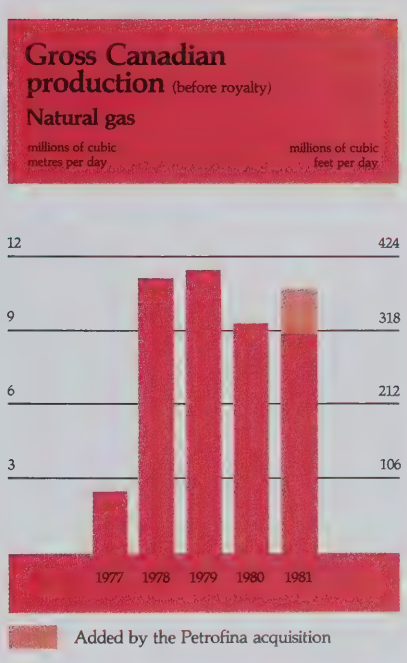
Major facilities were completed by Petro-Canada in 1981 at Brazeau and East Kaybob, Alberta. At Brazeau, a central oil battery and gas conservation facility were expanded to accommodate the higher oil and gas production realized from miscible flooding of the Nisku oil reservoirs. This project will nearly double recovery of oil from these reservoirs.

At the Kaybob gas plant, 160 kilometres northwest of Edmonton, expanded facilities were put on stream in 1981 at 280 000 cubic metres a day. This new gas processing plant and reinjection facility increased sweet and sour gas capacity at the plant site to approximately 2 million cubic metres per day. Of this volume about 280 000 cubic metres of gas is reinjected into the Kaybob East pool to maintain pressure and increase natural gas liquid recovery.

At Hanlan, in the west central foothills of Alberta, construction of a major gas plant was started by a partner with Petro-Canada's working interest share being approximately 21 per cent in the overall project and 31 per cent in the plant. The Corporation invested $14.5 million net in 1981 in this project of a total expected net cost of $78 million. The plant is expected to be on stream in early 1983 at a production rate (Petro-Canada net) of 1.08 million cubic metres per day of marketable gas.

In the Medicine Hat — Alderson fields in southeast Alberta, Petro-Canada drilled and tied-in 68 gas wells to increase the gas contract rates in this area. At the Gilby gas plant west of Red Deer the equipment was





1 hectare = 2.47 acres
1 kilometre = 0.62 miles
1 cubic metre = 6.28 barrels
1 cubic metre = 35.31 cubic feet







Maintenance of equipment and plant, expansion of existing facilities and daily routine are all part of the production end of the oil business.

modified to recover 125 cubic metres per day of propane and butanes, plus additional condensate. The Wildcat Hills plant underwent major compressor modifications to maintain the plant capacity at 2 630 thousand cubic metres per day.

In British Columbia compressor installations were completed at Siphon, Stoddart and North Pine north and northeast of Fort St. John. These facilities will allow the Corporation to maintain gas contract rates for these areas. A central battery facility was completed in East Weasel, 90 kilometres north of Fort St. John, allowing concurrent oil and gas production.

In the Bellshill Lake field, development continued with the successful drilling and completion of 10 additional wells. This development will increase current production and ultimate recovery from the pool.

Oil Sands

Petro-Canada, as a major holder of oil sands leases, is involved in two types of oil sands projects: those in which the oil sands can be recovered by surface mining and those in which the oil sands must be recovered by *in situ* methods.

In the non-mineable oils sands, Petro-Canada as operator, completed the Mine Assisted In Situ Process pilot, north of Fort McMurray. The pilot tested horizontal drilling and production from oil sands using steam stimulation.

In another *in situ* project the Petro-Canada operated PCEJ project completed the third year of a five-year program to test a patented electric preheat/steam flooding process. Four wells have been successfully used to preheat the formation by electric current and, at year end, plans were being made to recomplete the four electrode wells in preparation for production by steam flooding.

Petro-Canada has an interest in approximately 15 per cent of all mineable oil sands licenses that have been granted by the Alberta government. This holding represents about 36 000 hectares.

The Corporation is participating in three mineable projects: Syncrude Canada Ltd., Alsands Energy Ltd. and Canstar Oil Sands Ltd.

During 1981 the Corporation increased its interest in the Syncrude project to 17 per cent as a result of the Petrofina acquisition. During the year $128 million in capital was invested in the plant by the owners and considerable progress was made in the areas of productivity of the draglines and bucket wheel reclaimer systems and in the operating stability of the upgrading processes.

Despite operating problems which occurred in December, the plant shipped 4.7 million cubic metres of synthetic crude oil. The Corporation's share, before adjustment for Alberta Crown Royalties, was 750 000 cubic metres.

Design work has commenced on a debottlenecking program which would increase the plant design capacity to the permit level of 20 560 cubic metres per calendar day. Completion is expected in 1986. Plans are also being made to improve the stability and reliability of the operation and to reduce operating costs.

The Corporation also increased its interest in the Alsands project to 17 per cent as a result of the acquisition of Petrofina. By year end project approval was still delayed pending agreement with the provincial and federal governments. Construction completion of this project has now been extended to late 1988 or early 1989.

Petro-Canada is a 50 per cent partner in Canstar Oil Sands Limited which is examining the possible construction of the first all-Canadian oil sands plant.

Heavy Oil

The challenges of development and exploitation of heavy oil deposits are being met with aggressive efforts by Petro-Canada. Development of this resource will contribute significantly to the national goal of energy self-sufficiency.

Petro-Canada is actively evaluating commercial resources and assisting and encouraging industry involvement in the development and exploitation of heavy oil reserves.

Proven Reserves Natural Gas (before royalties)

	1977	1978	1979	1980	1981
			(millions of cubic metres)		
Western Canada					
British Columbia	*	54 480.1	45 576.2	50 955.3	49 809.6
Alberta	*	63 945.8	61 955.9	64 125.2	87 139.3
Saskatchewan	*	244.3	276.7	312.3	320.8
Subtotal	23 123.0	118 670.2	107 808.8	115 392.8	137 269.7
International					
Gulf of Mexico (U.S.)	0.0	0.0	0.0	485.3	431.5

Proven Reserves Oil and Natural Gas Liquids (before royalties)

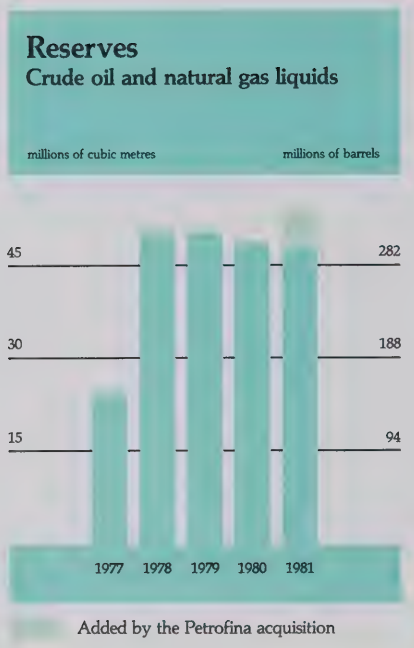
	1977	1978	1979	1980	1981
			(thousands of cubic metres)		
Western Canada					
British Columbia	*	4 021.5	3 941.8	3 912.4	4 037.3
Alberta	*	45 966.4	46 109.0	43 874.5	48 209.9
Saskatchewan	*	533.2	352.2	865.6	1 567.7
Manitoba	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5
Subtotal	24 127.0	50 521.1	50 403.0	48 652.5	53 826.4
International					
Spain	0.0	1 003.2	1 029.6	974.2	917.3

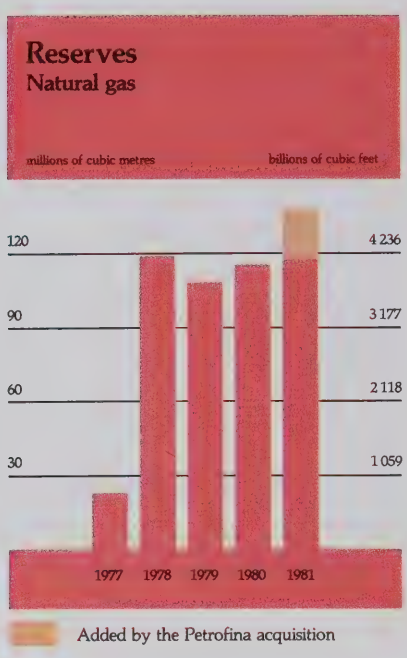
*not available

The Corporation is operator of five separate heavy oil thermal pilot projects. A 100 per cent Petro-Canada project, the Primrose Lake Heavy Oil Pilot was constructed in 1981. Cost of the pilot project will eventually total $34 million and will test a cyclic steam injection scheme on eight wells in 1982.

Another major heavy oil pilot is at Cactus Lake, Saskatchewan, where participation is shared equally with two companies. This field currently on primary production will be pilot tested for enchanced recovery using a fireflood scheme.

1 cubic metre = 35.31 cubic feet
1 kilometre = 0.62 miles
1 hectare = 2.47 acres
1 cubic metre = 6.28 barrels





1 cubic metre = 6.28 barrels
1 cubic metre = 35.31 cubic feet

At Muriel Lake, and Kinsella, Alberta, the Corporation is a partner in two separate heavy oil pilots to investigate recovery rates and techniques. Plans for further piloting in the Kinsella area are underway with approximately $20 million being allocated to the pilot work.

Petro-Canada is also a participant with four other companies in plans to build a heavy oil upgrader in Saskatchewan. By year end, the group had taken options to purchase land in two areas, each a possible location for an upgrader.

Reserves and Production Figures

Petro-Canada's proven reserves of oil and natural gas liquids were 47.1 million cubic metres at year end. The Corporation produced 3.3 million cubic metres (an average of 8 992 cubic metres a day) during 1981. Reserve additions and revisions to reserves amounted to 1.7 million cubic metres for a net decrease in reserves of 1.6 million cubic metres.

Total proven reserves of natural gas stood at 117.6 billion cubic metres at year end. Production for 1981 was 3.3 billion cubic metres (an average of 8 947 thousand cubic metres a day). Reserve additions and revisions to reserves amounted to 5.5 billion cubic metres for a net increase in reserves of 2.2 billion cubic metres.

Proven reserves of oil and natural gas liquids added through the acquisition of Petrofina were 6.7 million cubic metres. Minor revisions or additions resulted in a net decrease of reserves of 0.8 million cubic metres during the year.

For natural gas proven reserves, the acquisition brought with it 19.7 billion cubic metres to Petro-Canada. Additional production totalled 0.6 billion cubic metres. Reserve additions and revisions to reserves from former Petrofina activities amounted to 0.5 billion cubic metres for a net decrease in reserves of 0.1 billion cubic metres.

At December 31, 1981, the combined reserves for Petro-Canada and Petrofina for oil and natural gas liquids were 53.8 million cubic metres and for natural gas 137.3 billion cubic metres.

International

A major discovery, made in the Norwegian North Sea block 30/3 in which Petro-Canada holds a five per cent interest, was tested in 1981. Further delineation drilling will be conducted during 1982.

Seismic data acquired in conjunction with partners on seven blocks off the coast of the People's Republic of China was interpreted and the results were submitted to the Chinese governments as a prelude to bidding for drilling rights expected to be awarded in 1982.

Petro-Canada holds a 7.58 per cent interest in the producing Casablanca field in the Spanish Mediterranean.

Reserves at year end for the Gulf of Mexico properties in the United States were 431.5 million cubic metres of natural gas and 23 000 cubic metres of natural gas liquids.

Downstream Review







A second refinery and a highly qualified staff were added to Petro-Canada's assets through the acquisition of Petrofina.



The acquisition of Petrofina Canada Inc. had a dramatic effect on the marketing and manufacturing activities of the Corporation both from a financial and a processing position. The Petrofina assets added substantially to the refining capability of the Corporation with the addition of a 13 500 cubic metre per day refinery at Pointe-aux-Trembles, Québec, and extended the Corporations' marketing outlets to eastern Canada. Marketing and manufacturing will play a growing part in the Corporation's activities, providing cash flow for long term, costly geographic and technological frontier developments.

Manufacturing

Expansion to Petro-Canada's refinery at Taylor, British Columbia, was completed during the year boosting the plant's capability by 700 cubic metres per day. The project, involving modifications or additions to virtually every major component of the refinery, raises plant charge capacity by 28 per cent to 3 200 cubic metres per stream day. The expansion will assist the Corporation to more fully meet market demand in western Canada.





From wellhead to gas tank, Petro-Canada is not only a fully integrated petroleum company, its operations are nation wide.

Construction of a 2 225 cubic metres per day Visbreaker at the Pointe-aux-Trembles refinery began late last year. It will reduce heavy fuel oil production by about 25 per cent through conversion to gasoline and middle distillate. Project completion is expected in late 1982 at a cost of $35 million.

The 1980's are expected to see heavy oils forming an increasing proportion of the crude supply thoughout the world. In Canada, bitumen from oil sands and heavy oil from western Saskatchewan and Alberta will be a major contributor to future energy supply. In preparation for the need to upgrade these heavy oils prior to refining, Petro-Canada has spent three years studying the CANMET residuum hydrocracking process developed by the research at the federal department of Energy, Mines and Resources. The Corporation was granted an exclusive license in 1979 to develop the process.

Late in the year, Petro-Canada's Board of Directors approved expenditure of $117 million for construction of an 800 cubic metre per day demonstration plant for its CANMET process. The unit will be located at the Pointe-aux-Trembles refinery and is scheduled to be on-stream in 1984. The unit will play a vital role within the refinery in disposing of excess heavy fuel oil and, at the same time, will provide the first commercial demonstration of the CANMET technology.

Total throughput of refined products at the Pointe-aux-Trembles refinery was 237 339 million litres following the acquisition by Petro-Canada. This commodity added $102.5 million to revenues.

In the last quarter of 1981, the Corporation sold its polystyrene facility, adjacent to the Pointe-aux-Trembles refinery, to a Canadian company for $16.9 million.

At Empress, Alberta, the Corporation's turbo-expander straddle plant contributed substantially to Petro-Canada's cash flow. Designed to strip liquid products from natural gas, the plant processes more than half of the gas leaving Alberta for eastern Canada. During 1981, the plant recovered 6 800 cubic metres of liquid products a day, an increase of 1 300 cubic metres per day over 1980 production, the prevous high production year.

The ethane is delivered by pipeline to either a petrochemical plant near Red Deer, Alberta, or to the Cochin pipeline, 10 per cent of which is owned by Petro-Canada. The remaining liquids, 2 400 cubic metres per day, are fed to Petro-Canada's own pipeline which extends from the Alberta border to Winnipeg.

Other Projects

The Corporation is particpating with five other companies in the Carmont Project to study the construction of a $1.5 billion heavy oil upgrader in Montreal. The project has proceeded to the design, cost estimates, research and development and environmental impact assessment phases.

Petro-Canada continued during 1981 to act as agent for the importation of Mexican crude oil. The Corporation is responsible for the purchase of 7 900 cubic metres of oil per day, its transportation and delivery to refiners in eastern Canada. This represented about nine per cent of the country's total crude oil imports during the year. During the first 15 months of the contract, including all of 1981, the Corporation handled some 2.9 million cubic metres of Mexican oil, down from anticipated levels due to shipping and weather difficulties. This was the first state-to-state oil deal negotiated by Petro-Canada.

At Come-by-Chance, Newfoundland, Petro-Canada is studying the technical and economic feasibility of rehabilitating the refinery there which is currently mothballed.

Marketing

Retail marketing of gasoline and other motor fuels is the Corporation's most visible activity. With the acquisition of Petrofina Canada Inc., Petro-Canada's retail system was expanded to eastern Canada. In January, 1981, Petro-Canada acquired Merit Oil Co. Ltd., primarily a gasoline retailer in British Columbia. Mainly due to these two events the Corporation's total marketing outlets rose to 1 504 at year end.



Petro-Canada's marketing outlets now exceed 1 500 and are located in every territory and province except Newfoundland.

The Corporation's volume of refined oil products sold rose from 1 436 000 cubic metres in 1980 to 4 017 000 cubic metres in 1981.

Reidentification of the Fina service stations began late in the year with the simultaneous opening of stations in Montréal, Toronto and Halifax. Conversion of all stations will be complete by the middle of 1982. Reidentification of Merit stations began in 1981 and will be completed in 1982. Response at the reidentified stations has been encouraging with an overall increase in sales of two per cent despite a general industry decline of three per cent. At the same time, credit card applications during the last quarter increased four times over the same period last year.

1 cubic metre = 6.28 barrels
1 cubic metre = 291.97 gallons
1 cubic metre = 35.31 cubic feet

Research and Other Activities









Research and development will play an increasing role in activities. Applied research has been undertaken in the laboratory and the field.

1 square metre = 10.76 square feet
1 kilometre = 0.62 miles
1 hectare = 2.47 acres

Research and Development

Petro-Canada's commitment to research and development has been a long standing one. In 1980, the Corporation opened its first centralized, in-house facility. Late in 1981, the Board of Directors gave approval to expand the existing 6 130 square metres facility by an additional 26 400 square metres on adjacent property at the University Research Park in northwest Calgary. The facility will be completed in 1985 to provide space and equipment essential to developing new or improved exploration, production and heavy oil upgrading technology.

The Corporation spent $66 million in 1981 in research and development, representing 7.3 per cent of the total corporate capital budget. This includes energy related research such as oil sands pilots, and technical services and developmental work.

The success of Petro-Canada's future operations will depend in part on its ability to meet technical challenges to fully realize hydrocarbon potential. This is especially true in the areas of frontier

production and transportation systems and also in connection with heavy oil and oil sands production and processing.

Petro-Canada's role in finding and developing reserves in Canada will include unique application of technology through research and development.

Coal

Petro-Canada's activities in coal in western Canada continued to evolve in 1981. A project at Kipp, Alberta, 15 kilometres northwest of Lethbridge, was shelved for up to two years due to railway transportation difficulties.

At the Corporation's Monkman coal properties in northeastern British Columbia, preliminary exploration, engineering and socio-economic studies were completed during the year. The Monkman coal leases, one of the most promising properties in northeastern British Columbia, cover 38 308 hectares and contain an estimated 2.8 billion tonnes of coal in place.

In total the Corporation holds some 200 000 net hectares of coal lands in southern Canada plus approximately 1.6 million net hectares in the Arctic.

Petro-Canada also participated in coal surveys and feasibility studies in Nova Scotia and oil shale surveys in New Brunswick.

Canertech

Canertech was established in 1980 as a wholly-owned subsidiary of Petro-Canada. Headquartered in Winnipeg, Manitoba, Canertech began its first year of operation with a $20 million budget aimed at assisting the development of commercial alternate energy projects in Canada. Canertech is expected to become an autonomous Crown corporation in due course.



Petro-Canada International Assistance Corporation

This wholly owned subsidiary of Petro-Canada was established in 1981 as a separate business entity by the Government of Canada. Separate funds will be supplied by the Government to PCIAC in order to provide assistance to lesser-developed countries in exploring for and developing indigenous oil and natural gas resources.



Feasibility studies and preliminary exploration work have been conducted on the Corporation's coal properties.

Corporate Responsibility







Petro-Canada's team of employees are the Corporation's most valuable asset. Rapid growth by acquisition places even greater emphasis on the importance of the staff.



Human Resources

The Corporation added 1 500 employees to its staff as a result of the Petrofina acquisition bringing to 5 800 the total of full time and part time staff. Petro-Canada began construction of an office complex in 1981 to house its growing staff in Calgary now scattered in more than 20 locations in the city. The new complex is 50 per cent owned by Petro-Canada.

Petro-Canada is above all, a team of professional, hard-working people. Each of the Corporation's activities and each of its accomplishments are the result of many contributions of many employees. Career development and training programs for permanent staff are on-going commitments of the Corporation.

Environmental and Social Affairs

Since its inception Petro-Canada has taken a strong interest in the environmental and socio-economic impact of energy developments. Emphasis has been placed on the integration of these concerns in both corporate and operating activities; with the result that Petro-Canada is one of the leading corporations in this area in the Canadian business community.

The Corporation's responsibility includes giving environmental and social concerns high priority in every phase and level of the Corporation's operations. This includes planning, decision-making, engineering, implementation and decommissioning.

Petro-Canada's approach ensures that its resource development decisions are taken in a process that includes public and community concerns and facilitates information exchange between groups interested in and affected by proposed developments. Communication between industry, the public and government agencies is encouraged in order to evolve sound regulatory and policy approaches for treating these concerns in the development of Canada's energy resources.

The environmental and social affairs staff of the Corporation work in conjunction with the operations group to develop continuity and practical solutions to everyday problems throughout Canada. In addition, the Corporation takes an active role in organizations dedicated to the conservation of the environment and the development of emergency contingency planning.

As part of the Corporation's commitment to good corporate citizenship, a well rounded program of donations within Canada was administered. Petro-Canada made financial contributions in the areas of health and welfare, education, cultural and environmental areas as well as supporting sports, civic and other activities.

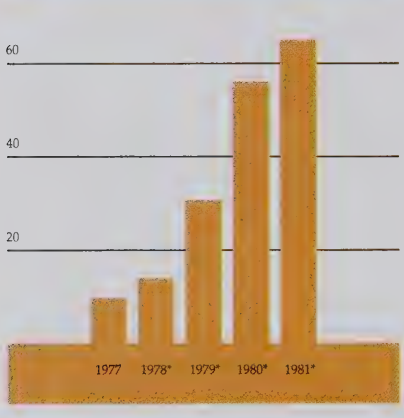


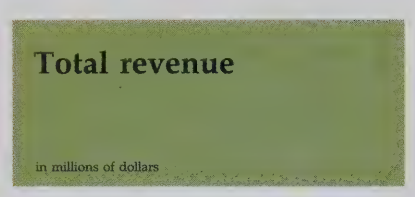


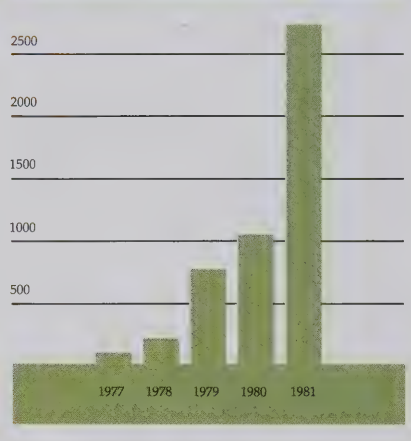
Petro-Canada plays an active role in ensuring that resource development decisions include social and environmental consideration.

Financial Review









* Earnings are after deduction of preferred share dividends of a subsidiary.

The substantially increased revenues and earnings for 1981 reflect the continued growth of the Corporation resulting from its large capital expenditure programs and the acquisition of Petrofina Canada Inc. during the year. The results of the former Petrofina operations are included in the financial statements from May 12, 1981, the effective date of the acquisition.

Earnings

Earnings before income taxes were $429.0 million compared with $319.2 million in 1980, an increase of 34.4%. Provision for income taxes of $225.2 million resulted in net earnings before preferred share dividends of a subsidiary of $203.8 million, an increase of $40.1 million or 24.5% from 1980. The dividends paid on the preferred shares, which are held by a group of Canadian chartered banks, amounted to $139.0 million, leaving net earnings after preferred share dividends of $64.9 million. This compares with $55.7 million in 1980, an increase of 16.5%.

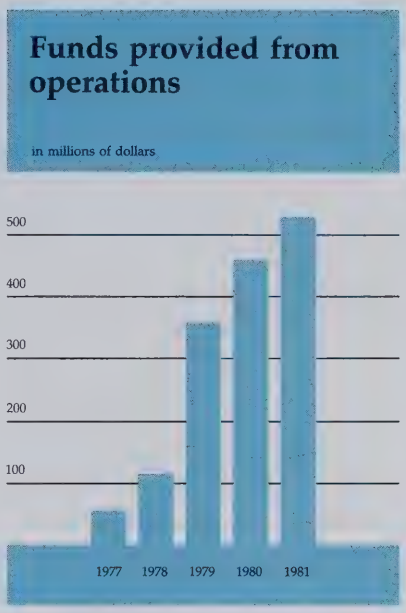
The National Energy Program (NEP) included provisions for the Petroleum Incentives Program (PIP) and the Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT). The PGRT is clearly stated in the NEP to be the funding mechanism for PIP and it follows that these two provisions of the NEP represent an integrated program such that a portion of the PIP is funded by the Corporation itself by its payment of PGRT. The Government in fact permits PGRT obligations to be satisfied by waiving the right to PIP entitlements of like amount, as a result of which PGRT payments can be totally avoided providing there is sufficient PIP entitlement. The PIP/PGRT program is intended to replace former incentives provided through the income tax system by means of depletion allowances which were reflected in the earnings statement.

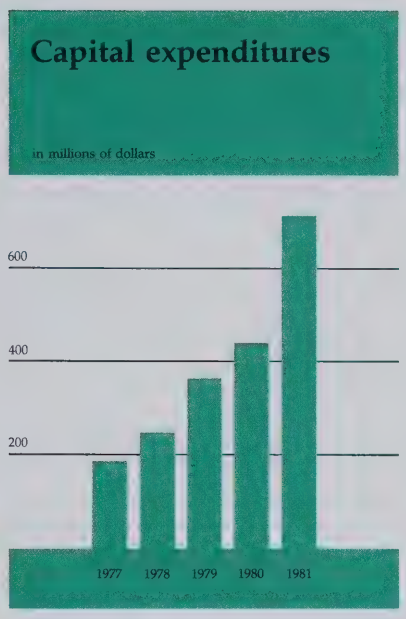
Petro-Canada's earnings have been determined in accordance with a Guideline issued in February, 1982 by the Canadian Institute of Chartered Accountants which stipulates that PGRT be treated as a reduction of earnings and that PIP entitlements be treated as a reduction of capital expenditures. The Corporation is of the opinion that this treatment does not recognize the self-funding nature of the PIP/PGRT program, does not portray the real economic impact and produces results which are not comparable with those of prior years when depletion allowances were reflected in the statement of

earnings. It is the Corporation's view that, to the extent PIP is available, PGRT should be netted against PIP rather than be deducted from earnings and that capital expenditures should be reduced only by the PIP remaining after PGRT has been deducted. On this basis the Corporation's net earnings for 1981, after preferred share dividends, would have been $106.1 million compared to $55.7 million in 1980, an increase of $50.4 million or 90.5%.

Revenue

Operating revenue of $2 646.4 million includes $707.6 million generated by the former Petrofina operations since the date of acquisition. If this contribution is deducted from operating revenue, the resultant $1 938.8 million compares with $991.5 million in 1980, for an increase of $947.3 million. This increase is mainly as a result of including a full year's revenue from Mexican crude oil, imported by the Corporation in accordance with Government of Canada directives, amounting to $680.0 million in 1981, compared with $11.8 million in 1980. The remaining $279.1 million of the increase resulted from higher sales volumes and prices in the refined oil products segment, and higher prices together with a slight improvement in sales volumes in the natural gas liquids segment. Higher prices in the natural resources segment were largely offset by reduced gas production volumes, mainly in British Columbia, and reduced oil production as a result of the Alberta cutback program. Interest and other income of $48.4 million resulted mainly from the investment of temporarily surplus cash. The Corporation's investment in Westcoast Transmission Company Limited generated almost all of the $21.0 million equity in earnings of affiliates. Total revenue for the year of $2 715.8 million represents an increase of $1 680.6 million over 1980 revenue of $1 035.2 million.





Expenses

Expenses increased to $2 286.8 million from $716.0 million in 1980 reflecting a full year's purchases of Mexican crude oil; the considerably expanded operations resulting from the acquisition of Petrofina; higher volumes and costs of purchased crude oil and products for refining and marketing operations; the introduction of the Petroleum and Gas Revenue Tax and the impact of inflation on expenses.

Funds from operations

Funds from operations of $526.9 million in 1981 were up by $69.4 million or 15.2% from $457.5 million in 1980. This amount consisted of the earnings before dividends of $203.8 million plus items not requiring cash expenditures of $323.1 million (deferred income taxes of $175.3 million; depreciation, depletion and amortization of $157.1 million less net credits of $9.3 million).

Funds available for reinvestment

During 1981 Petro-Canada generated funds for reinvestment of $188.6 million. This amount consisted of funds from operations of $526.9 million plus advances for future natural gas deliveries of $8.8 million less obligations for long-term debt of $208.1 million and preferred share dividends of $139.0 million.

Capital expenditures

Capital expenditures in 1981 were $709.9 million, an increase of $270.4 million or 61.5% over 1980. These expenditures consisted of:

	millions
Oil and gas exploration and development	$425.5
Refining and marketing	74.2
Bituminous sands projects	50.3
Other property, plant and equipment	44.6
Investments (mainly Panarctic, Canertech and Westcoast)	88.7
Deferred charges (mainly Arctic LNG, heavy oil, oil sands projects and other feasibility studies)	26.6
	$709.9

These expenditures were financed by the funds available for reinvestment and by proceeds from the issues of shares and long-term debt. The Corporation's entitlement to receipts of $138.8 million from the Petroleum Incentives Program, resulting from eligible capital expenditures, has been included in working capital.

Acquisition

During the year the Corporation acquired 55.7% of the outstanding shares of Petrofina Canada Inc., which has been renamed Petro-Canada Enterprises Inc., and has a tender offer outstanding for the remaining shares which remains open until February 28, 1983. The results of the former Petrofina operations from May 12, 1981, the effective date of the acquisition, are included in the consolidated financial statements. The cost of the acquisition to December 31, 1981 was $825.5 million and it is estimated that the cost of acquiring the remaining 44.3%, subject to adjustments to reflect imputed interest and dividend payments, would be $787.4 million. The acquisition is being financed through a credit facility arranged with two Canadian chartered banks, much of which is being repaid by funds from the Canadian Ownership Account, in acknowledgement of which the Corporation is issuing convertible notes to the Government of Canada. These notes will be converted into common shares of the Corporation at a later date.

Net assets

The consolidated assets at December 31, 1981 totalled $6 612.5 million and consisted of: current assets — $1 207.1 million; investments (mainly Westcoast and Panarctic) — $383.9 million; property, plant and equipment — $4 911.4 million; deferred charges (mainly feasibility studies) — $69.7 million and deferred interest — $40.4 million. Deductions from the consolidated assets for liabilities, deferred income taxes and the minority interest in Enterprises totalling $3 045.9 million together with $1 464.4 million preferred shares issued by Petro-Canada Exploration Inc. resulted in net assets of $2 102.2 million, representing the Government of Canada's investment in the Corporation. This investment consisted of: notes which will be converted into common shares of the Corporation — $461.7 million; preferred shares — $864.8 million; common shares — $600.0 million and retained earnings — $175.7 million.

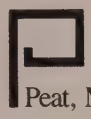
Management's Responsibility for the Financial Statements

The financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances. Management is responsible for the other information in the Annual Report, which is consistent, where applicable, with that contained in the financial statements. Management is also responsible for installing and maintaining a system of internal control to provide reasonable assurance that reliable financial information is produced. The Corporation has an internal audit department, whose functions include reviewing the system of internal control to ensure that it is adequate and functioning properly.

The Board of Directors is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises its responsibilities through the Audit Committee of the Board, a majority of which is composed of directors who are not employees of the Corporation. The committee meets with management, the internal auditors and the external auditors at least four times each year to satisfy itself that responsibilities are properly discharged and to review the financial statements.

The external auditors, Peat, Marwick, Mitchell & Co., conduct an independent examination, in accordance with generally accepted auditing standards, and express their opinion on the financial statements. Their examination includes a review and evaluation of the Corporation's system of internal control and appropriate tests and procedures to provide reasonable assurance that the financial statements are presented fairly. The external auditors have full and free access to the Audit Committee of the Board.

Auditors' Report



Peat, Marwick, Mitchell & Co.

To the Honourable Marc Lalonde, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1981 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation as at December 31, 1981 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

We further report as required by Section 77(1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the corporation.

Peat, Marwick, Mitchell & Co.

Calgary, Canada
February 26, 1982

Chartered Accountants

Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1981

(stated in thousands of dollars)

Assets

	1981	1980
Current Assets		
Cash and short-term deposits	**$ 115 534**	$ 72 690
Accounts receivable	**587 476**	257 119
Inventories (Note 3)	**474 017**	127 214
Deposits and prepaid expenses	**30 043**	25 642
	1 207 070	482 665
Investments (Note 4)	**383 875**	291 817
Property, Plant and Equipment, net (Note 5)	**4 911 387**	2 950 741
Deferred Charges (Note 6)	**69 754**	41 543
Deferred Interest (Note 10)	**40 447**	—
	$6 612 533	$3 766 766

Approved on behalf of the Board

Director

Director

Liabilities

	1981	1980
Current Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	**$ 426 523**	$ 285 792
Income taxes payable	**10 006**	—
Portion of long-term debt due within one year	**73 135**	61 668
	509 664	347 460
Long-Term Debt (Note 7)	**211 042**	221 407
Revolving Term Loan (Note 8)	**566 829**	—
Advances on Future Natural Gas Deliveries	**60 896**	37 187
Deferred Income Taxes	**910 066**	581 738
Minority Interest in Subsidiary (Note 2)	**787 450**	—
Preferred Shares Issued by a Subsidiary (Note 9)	**1 464 375**	1 464 375
Convertible Notes (Note 10)	**461 767**	—

Shareholder's Equity

Capital (Note 11)		
Preferred shares	**864 772**	423 800
Common shares	**600 000**	580 000
	1 464 772	1 003 800
Retained Earnings	**175 672**	110 799
	1 640 444	1 114 599
Commitments and Contingencies (Note 16)		
	$6 612 533	$3 766 766

Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

For the year ended December 31, 1981
(stated in thousands of dollars)

	1981 (Note 2)	1980
Revenue		
Operating	$2 646 365	$ 991 517
Interest and other income	48 414	27 611
Equity in earnings of affiliates	20 998	16 026
	2 715 777	1 035 154
Expenses		
Crude oil and product purchases	1 541 920	290 047
Producing and refining	274 440	165 230
Depreciation, depletion and amortization	157 122	141 960
Marketing, general and administrative	156 942	79 798
Taxes other than income taxes	115 586	16 119
Interest on long-term debt	35 446	22 850
Other interest	5 303	—
	2 286 759	716 004
Earnings Before Income Taxes	429 018	319 150
Provision for Income Taxes (Note 12)		
Deferred	175 278	156 407
Current	49 896	(943)
	225 174	155 464
Net Earnings for Year Before Preferred Share Dividends of Subsidiary	203 844	163 686
Preferred Share Dividends of Subsidiary (Note 9)	138 971	107 937
Net Earnings for Year After Preferred Share Dividends of Subsidiary	64 873	55 749
Retained Earnings at Beginning of Year	110 799	55 050
Retained Earnings at End of Year	$ 175 672	$ 110 799

PETRO-CANADA

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the year ended December 31, 1981
(stated in thousands of dollars)

	1981 (Note 2)	1980
Sources of Working Capital		
Net earnings for year before preferred share dividends of subsidiary	$ 203 844	$163 686
Add items not affecting working capital	323 126	293 864
Working capital provided from operations	526 970	457 550
Borrowings from revolving term loan	1 029 558	—
Proceeds from issue of convertible notes	461 767	—
Proceeds from issue of shares	460 972	80 000
Petroleum incentives program grants	138 764	—
Proceeds from issue of long-term debt	21 230	—
Advances on future natural gas deliveries	8 752	19 891
	2 648 013	557 441
Uses of Working Capital		
Acquisition of Petrofina Canada Inc.	825 500	—
Less working capital acquired	299 771	—
	525 729	—
Purchase of property, plant and equipment	594 601	424 379
Repayments of revolving term loan	462 729	—
Reduction of long-term debt	208 055	60 829
Preferred share dividends paid by subsidiary	138 971	107 937
Increase in investments	88 673	10 163
Deferred interest	40 447	—
Increase in deferred charges	26 607	4 991
	2 085 812	608 299
Increase (Decrease) in Working Capital	562 201	(50 858)
Working Capital at Beginning of Year	135 205	186 063
Working Capital at End of Year	$ 697 406	$135 205

PETRO-CANADA

Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1981

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

1. Summary of Significant Accounting Policies

(a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada and of all subsidiary companies ("the Corporation") except those of Canertech Inc., the reason for which exclusion is described in Note 4.

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition is attributed to the related assets acquired.

(b) Translation of Foreign Currency

Current assets and current liabilities are translated at the rate of exchange in effect at the close of the year. The resulting gains and losses are included in earnings. Long-term assets, liabilites and preferred shares issued by a subsidiary are translated at rates in effect at the dates the assets were acquired, the obligations were incurred or the capital stock was issued. Revenue and expense items are translated at the average rates in effect during the year with the exception of depreciation, depletion and amortization which reflect rates in effect when the assets were acquired.

(c) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

(d) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity method. Other long-term investments are accounted for by the cost method.

(e) Property, Plant and Equipment

The Corporation accounts for the investment in oil and gas properties on the full cost method whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, lease rentals on non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, each of five Canadian frontier areas and each foreign area in which the Corporation has an interest. Costs incurred in producing foreign cost centres are depleted separately on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. In 1981, the Corporation adopted the revenue method of depletion for the non-frontier Canada cost centre whereby costs incurred are depleted in the proportion that current revenue is to the total estimated revenue from proven reserves of oil and gas. This modification of the unit of production method, which prior to 1981 was based on production volumes, was made in response to changes in the pricing of hydrocarbons initiated by the National Energy Program and finalized by the signing of the Energy Pricing and Taxation Agreements between the Federal Government and the producing provinces.

Annual costs incurred in the other cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. When exploration proves to be successful, as when an indicated commercial discovery is made, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. When exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre is charged to earnings at that time.

Costs of property, plant and equipment associated with the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and are depreciated on the unit of production method based on production volumes. Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in separate cost centres and are amortized, depleted or otherwise charged to earnings in accordance with the policy described in the preceding paragraph.

Depreciation of plant and equipment, except as noted above, is provided on either the unit of production method, based on production revenues, or the straight line method as appropriate. Annual straight line depreciation rates range from 2.5% to 25.0%.

The interest cost of debt attributable to the construction of major new facilities is capitalized during the construction period.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

(f) Deferred Charges

The Corporation defers costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to:

(i) Production of hydrocarbons from conventional heavy oil and oil sands deposits

(ii) Arctic Liquefied Natural Gas Project

(iii) Transportation and refining projects

When production or commercial activity of a particular project commences the applicable expenditures are transferred to property, plant and equipment and are charged to earnings based on the estimated useful life of the project. In the event that a decision is made not to proceed with a particular project, all associated costs are charged to earnings at that time.

Certain costs relating to the Corporation's marketing program are deferred and amortized on a straight line basis over five years.

Debt issue expense is amortized on a straight line basis over the life of the debt. The amortization is included with interest on long-term debt in the consolidated statement of earnings and retained earnings.

(g) Federal Petroleum Compensation Program

Under the oil compensation program the Federal Government compensates eligible importers, and purchasers of domestic synthetic crude oil for a portion of certain costs with respect to petroleum consumed in Canada, provided they maintain prices for certain products at levels not to exceed those suggested by the Government. Compensation received under the program is reflected as a reduction of crude oil and product purchases.

(h) Research Costs

Research costs are charged against earnings as incurred.

(i) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming tax depreciation, exploration, development and other costs which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements.

(j) Pension Plan

Costs of pension benefits for current services are funded and charged to earnings as they accrue. Costs for past services, arising from amendments to the plan, and experience deficiencies are funded in accordance with applicable pension legislation and charged to earnings over periods not exceeding fifteen years.

2. Acquisition of Petrofina Canada Inc.

On April 18, 1981 the Corporation made a tender offer to purchase for cash at $120 per share, subject to adjustments to reflect imputed interest and dividend payments, any and all of the outstanding common shares of Petrofina Canada Inc., subsequently renamed Petro-Canada Entreprises Inc. ("Enterprises"). The offer will terminate on February 28, 1983, unless extended.

Effective May 12, 1981 the shareholders of Enterprises approved the sale of substantially all its net assets to the Corporation in exchange for securities issued by a subsidiary of the Corporation. The securities are valued at $1 612 950 000, being the equivalent of $120 per common share of Enterprises after adjustment for estimated imputed interest and dividends on common shares of Enterprises not yet acquired by the Corporation.

The net assets acquired at attributed values consist of:

Property, plant and equipment		
Oil and gas		
Canada		
— non-frontier		$ 696 616
— frontier		12 253
Bituminous sands		
— Syncrude		191 584
— Other bituminous sands		55 126
Refining and marketing		688 054
Pipelines and other property and equipment		6 888
		1 650 521
Investments		4 773
Deferred charges		1 674
Long-term debt		(176 460)
Advances on future natural gas deliveries		(14 957)
Deferred income taxes		(152 372)
Working capital		
— Current assets	$ 462 520	
— Current liabilities	(162 749)	299 771
		$1 612 950

The acquisition of the assets from Enterprises and the tender offer constitute an integrated transaction which has been accounted for by the purchase method with the results of operations included in these financial statements from May 12, 1981. Details of the acquisition are as follows:

Book value of acquired assets		$1 070 905
Book value of assumed liabilities		(508 484)
		562 421
Excess of attributed value over book value of acquired net assets:		
Petroleum and natural gas properties	$487 789	
Refining and marketing	509 802	
Bituminous sands		
— Syncrude Project	7 838	
— Other bituminous sands leases	45 100	1 050 529
Net assets acquired from Enterprises at attributed value		1 612 950
Minority interest		(787 450)
Cost of acquisition to December 31, 1981		$ 825 500

At December 31, 1981 the Corporation had acquired 6 750 418 shares (55.7%) of the outstanding common shares of Enterprises. The acquisition was financed by funds from a revolving term loan (Note 8). The minority interest is stated, pursuant to the offer of April 18, 1981 and the shareholder approval of May 12, 1981 referred to above, at the estimated cost of acquiring all of the outstanding shares of Enterprises not already held by the Corporation at December 31, 1981. Funds for the acquisition of these shares will also be provided from the revolving term loan.

3. Inventories

	1981	1980
Inventories consist of:		
Foreign crude oil	**$ 67 378**	$ 51 356
Domestic crude oil, refined products and merchandise	**337 658**	43 796
Materials and supplies	**68 981**	32 062
	$474 017	$127 214

4. Investments

The Corporation's investments consist of:

	1981	1980
At equity		
Westcoast Transmission Company Limited	**$170 716**	$163 012
Panarctic Oils Ltd.	**150 702**	117 598
Other	**25 978**	2 559
At cost		
Canertech Inc.	**20 000**	—
Mortgages and other investments	**16 479**	8 648
	$383 875	$291 817

Westcoast Transmission Company Limited

At December 31, 1981 the Corporation held 31.3% of the total outstanding common shares of Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast").

The value assigned to the investment in Westcoast, when it was acquired by the Corporation, and the cost of subsequent share purchases exceed the underlying net book value at the dates of acquisition by $33 388 000. This excess is being amortized over the estimated useful lives of the underlying assets to which it is attributed by charges against the Corporation's share of Westcoast's net earnings.

Westcoast is a regulated utility and is subject to regulatory directives which may change the components of the cost of service. Changes resulting from such directives do not have a direct effect on net earnings due to rate of return on rate base considerations which are also taken into account in the regulatory process.

At December 31, 1981, the quoted market value of the Corporation's investment in Westcoast was $168 649 000 (1980 — $189 333 000).

Panarctic Oils Ltd.

During 1981 the Corporation acquired an additional 6 082 387 common shares of Panarctic Oils Ltd. ("Panarctic") in exchange for cash and common and preferred shares of the Corporation, increasing its holding to 28 099 785 shares, and advanced additional funds in connection with the ongoing financing of Panarctic. The activities of Panarctic are in the exploratory stage and all expenses less sundry income have been capitalized; the company is deemed not to have earned a profit or sustained a loss. Panarctic's shares are not traded on the open market and therefore do not have a quoted market value.

Canertech Inc.

Canertech Inc. was incorporated by the Corporation as a wholly-owned subsidiary company and commenced operations during 1981 developing alternate energy sources in Canada. The Government of Canada has indicated its intention to establish Canertech Inc. as an independent crown corporation and to purchase the Corporation's investment at cost. The accounts of Canertech Inc., therefore, have not been included in the consolidated financial statements because of the temporary nature of control by the Corporation.

5. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1981			1980
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and Gas				
Canada				
— non-frontier areas	$3 098 843	$289 323	$2 809 520	$1 976 293
— frontier areas	464 294	79 829	384 465	317 828
Foreign	117 831	21 919	95 912	83 894
Bituminous sands				
— Syncrude Project and related leases	500 641	22 405	478 236	282 862
— Other bituminous sands leases and expenditures thereon	131 158	15 682	115 476	35 338
Refining and marketing	825 676	34 706	790 970	53 966
Natural gas liquids	129 623	13 943	115 680	121 250
Pipelines and other property and equipment	139 841	18 713	121 128	79 310
	$5 407 907	$496 520*	$4 911 387	$2 950 741

*Consists of depreciation — $111 393 000, depletion — $267 871 000 and amortization — $117 256 000 (at December 31, 1980 — $56 464 000, $207 396 000 and $75 665 000 respectively).

6. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1981	1980
At cost		
Heavy oil and oil sands projects	$19 489	$ 8 948
Polar Gas Project	16 397	15 372
Arctic Liquefied Natural Gas Project	17 515	10 899
Other	8 079	4 773
Net of amortization		
Debt issue expense	364	434
Marketing program	7 910	1 117
	$69 754	$41 543

7. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	Maturity	1981	1980
In Canadian dollars			
Bank Income Debentures	1983	**$ 90 000**	$140 000
Promissory notes, bearing interest at prime rate	1985	**20 692**	—
Unsecured loans, bearing interest at ½% above prime rate	1990	**40 000**	—
Other loans and long-term obligations	1982 - 1997	**5 741**	4 349
In United States dollars			
9% unsecured notes ($56 250 000 U.S.)	1996	**66 641**	71 116
8.45% unsecured notes ($30 000 000 U.S.)	1987	**35 545**	35 539
5.25% unsecured notes ($18 200 000 U.S.)	1985	**21 747**	26 351
5.75% — 6.25% mortgages ($3 204 000 U.S.)	1988	**3 811**	4 485
6.5% secured notes		**—**	1 235
		284 177	283 075
Less portion due within one year		**73 135**	61 668
		$211 042	$221 407

Bank Income Debentures

The Bank Income Debentures are held by a Canadian chartered bank and bear interest at approximately 49% (1980 - 50%) of the bank's prime lending rate as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense relating to the Bank Income Debentures.

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in a subsidiary company.

Repayment of long-term debt

Annual repayments of the 8.45% unsecured notes will commence in 1982. All the other issues are currently subject to minimum annual repayments.

The repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1982 — $73 135 000
1983 — $73 194 000
1984 — $23 132 000
1985 — $26 662 000
1986 — $15 503 000

8. Revolving Term Loan

During 1981 the Corporation entered into an agreement with two Canadian chartered banks providing for a three year revolving credit facility, amounting to $1.5 billion Canadian or the equivalent in U.S. dollars, to finance the acquisition of Enterprises. The December 31, 1981 term loan balance includes $405 215 000 which is repayable in U.S. funds in the amount of $337 567 000 U.S.

The term loan bears interest at floating rates. At December 31, 1981 the interest rate on both the Canadian dollar and the U.S. dollar borrowings was approximately 17%.

The 1981 term loan borrowings are being repaid by funds from the Canadian Ownership Account (Note 10). Accordingly, the loan is reflected as non-current.

9. Preferred Shares Issued by a Subsidiary

The preferred shares issued by a subsidiary consist of 12 500 000 floating rate, cumulative, redeemable, non-voting, preferred shares issued at $100 U.S. per share to a group of Canadian chartered banks.

The shares are redeemable, at the option of the subsidiary, at $100 U.S. per share, plus accrued dividends.

Cumulative dividends, payable quarterly, are, at the option of the subsidiary, based on a percentage of either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. At December 31, 1981, the dividend rate was approximately 9% per annum.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that the subsidiary does not exercise its option to redeem the shares over a ten year period beginning December 31, 1983, or in the event of certain occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at $100 U.S. per share, plus accrued dividends.

10. Convertible Notes

The Corporation issued convertible notes to the Government of Canada in acknowledgement of funds received during 1981 from the Canadian Ownership Account. These funds were applied against the revolving term loan (Note 8). The Corporation will continue to receive funds available to the Canadian Ownership Account and issue convertible notes in acknowledgement thereof, until the portion of the revolving term loan, including interest thereon, applicable to the acquisition of Enterprises (Note 2), to a maximum of $1.7 billion, has been repaid.

The notes, which are non-interest bearing, will be converted into common shares of the Corporation. Interest on the revolving term loan has been reflected as deferred interest pending conversion of the notes which will create contributed surplus against which the deferred interest will be charged.

11. Capital

Authorized:

The initial authorized capital of the Corporation was $500 million divided into 100 common shares of the par value of $5 million each. This was increased to 120 common shares on the acquisition of the capital stock of Panarctic Oils Ltd., previously owned by the Government of Canada.

Pursuant to the Petro-Canada Act, and subject to certain conditions and limitations as to the aggregate amount, the authorized capital of the Corporation is increased by the issue of preferred shares. Accordingly, at any time, the authorized and issued preferred shares are identical. The preferred shares have a par value of $1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

The Government of Canada has proposed legislation to increase the authorized capital of the Corporation to a maximum of $5 500 000 000, in part to facilitate the conversion of the notes (Note 10).

Issued (to the Government of Canada):

	1981		1980	
	Number of Shares	**Consideration**	Number of Shares	Consideration
Common Shares				
Balance at beginning of year	**116**	**$580 000**	116	$580 000
In consideration for shares of Panarctic Oils Ltd. (Note 4)	**4**	**20 000**	—	—
Balance at end of year	**120**	**$600 000**	116	$580 000
Preferred Shares				
Balance at beginning of year	**423 799 853**	**$423 800**	343 799 853	$343 800
For cash	**440 000 000**	**440 000**	80 000 000	80 000
In consideration for shares of Panarctic Oils Ltd. (Note 4)	**972 000**	**972**	—	—
Balance at end of year	**864 771 853**	**$864 772**	423 799 853	$423 800

12. Income Taxes

The provision for income taxes of $225 174 000 (1980 — $155 464 000) represents an effective rate of 52.5% (1980 — 48.8%) on earnings before income taxes of $429 018 000 (1980 — $319 150 000). The provision has been computed as follows:

	1981	1980
Earnings before income taxes	**$429 018**	$319 150
Add (deduct)		
Royalties and other payments to Provincial Governments	**264 392**	213 231
Federal allowances		
Resource allowance	**(152 619)**	(132 791)
Tax depletion	**(88 152)**	(94 730)
Scientific research allowance	**(14 078)**	(2 173)
Frontier exploration allowances	**—**	(5 198)
Non-deductible interest on Bank Income Debentures	**13 556**	12 879
Petroleum and gas revenue tax	**52 105**	—
Amortization of excess of attributed value over book value of assets acquired on purchase of subsidiary companies	**65 923**	48 520
Equity in earnings of affiliates	**(20 998)**	(16 026)
Other	**3 896**	(2 192)
	553 043	340 670
Combined Canadian Federal and Provincial income tax at 50.2% (1980 — 48.8%)	**277 628**	166 247
Deduct tax rebates and credits		
Provincial income tax rebate plans	**(14 060)**	(10 783)
Federal investment tax credit	**(38 394)**	—
Provision for income taxes	**$225 174**	$155 464

13. Pension Plan

The present value of all unfunded past service pension obligations, based on actuarial computations, is approximately $20 200 000 at December 31, 1981, of which $16 200 000 was assumed on the acquisition of Enterprises.

Effective January 1, 1982, the Corporation integrated Enterprises' pension plan with its own plan. Certain amendments were required for the integration which resulted in an additional unfunded past service obligation of $13 500 000.

14. Segmented Information

The Corporation operates principally in the following business segments:

Business Segment	Operations
Natural resources	Exploration, development and production activities for crude oil, natural gas, field liquids, sulphur, oil sands, coal and minerals.
Refined oil products	Purchase and sale of offshore oil (including transactions undertaken in accordance with Government of Canada directives); refining crude oil into oil products; distribution and marketing of these and other purchased refined oil products.
Natural gas liquids	Extraction of liquids from natural gas; transportation, distribution and marketing of the natural gas liquids.

The financial results of operations by business segment are as follows:

	1981				
	Natural Resources	Refined Oil Products	Natural Gas Liquids	Eliminations	Total
Sales to customers	$626 465	$1 756 618	$263 282	$ —	$2 646 365
Inter-segment transfers	71 272	—	—	(71 272)	—
Total Operating Revenue	697 737	1 756 618	263 282	(71 272)	2 646 365
Product costs and operating expenses	181 893	1 538 250	167 489	(71 272)	1 816 360
Depreciation, depletion and amortization	113 530	28 248	15 344	—	157 122
Taxes other than income taxes	51 561	64 025	—	—	115 586
Total Operating Expenses	346 984	1 630 523	182 833	(71 272)	2 089 068
Operating Profit	$350 753	$ 126 095	$ 80 449		557 297
Interest and other income					48 414
Equity in earnings of affiliates					20 998
Marketing, general and administrative expenses					(156 942)
Interest on long-term debt					(35 446)
Other interest					(5 303)
Provision for income taxes					(225 174)
					(353 453)
Net Earnings for Year Before Preferred Share Dividends of Subsidiary					$ 203 844

	1980				
	Natural Resources	Refined Oil Products	Natural Gas Liquids	Elimin-ations	Total
Sales to customers	$508 866	$267 205	$215 446	$ —	$991 517
Inter-segment transfers	15 958	4 306	—	(20 264)	—
Total Operating Revenue	524 824	271 511	215 446	(20 264)	991 517
Product costs and operating expenses	132 058	211 937	131 546	(20 264)	455 277
Depreciation, depletion and amortization	125 644	5 036	11 280	—	141 960
Taxes other than income taxes	—	16 119	—	—	16 119
Total Operating Expenses	257 702	233 092	142 826	(20 264)	613 356
Operating Profit	$267 122	$ 38 419	$ 72 620		378 161
Interest and other income					27 611
Equity in earnings of affiliates					16 026
Marketing, general and administrative expenses					(79 798)
Interest on long-term debt					(22 850)
Provision for income taxes					(155 464)
					(214 475)
Net Earnings for Year Before Preferred Share Dividends of Subsidiary					$163 686

Inter-segment transfers are accounted for at market value.

The identifiable assets at December 31, and the amount of capital expenditures for the year, by business segment, are as follows:

	Identifiable Assets		Capital Expenditures	
	1981	1980	**1981**	1980
Natural resources	**$4 336 988**	$2 919 403	**$527 754**	$386 016
Refined oil products	**1 419 042**	223 085	**80 358**	17 399
Natural gas liquids	**154 175**	148 550	**2 498**	1 212
Other	**702 328**	475 728	**99 271**	34 906
	$6 612 533	$3 766 766	**$709 881**	$439 533

Other identifiable assets include cash and short-term deposits, investments in other companies, general corporate assets and miscellaneous corporate ventures.

15. Comparative Figures

Certain reclassifications have been made to the 1980 comparative figures to conform with the current year's presentation.

16. Commitments and Contingencies

(a) Commitments

In addition to commitments incurred in the ordinary course of business the Corporation has, at December 31, 1981, the following commitments:

(i) The Corporation is participating in the construction of an office complex in Calgary and is also participating in the construction of an offshore drilling vessel. These projects will require a commitment by the Corporation of approximately $222 000 000, which is expected to be financed by mortgage borrowings. In addition the Corporation has entered into a long-term lease for the use of the drilling vessel and has agreed to enter into a long-term lease for the use of the office complex.

(ii) The Corporation has leased certain offshore drilling vessels for periods of one to four years. The gross lease rentals will amount to approximately: 1982 — $160 000 000, 1983 — $167 000 000, 1984 — $164 000 000 and 1985 — $43 000 000. These vessels will be used by the Corporation in exploration projects carried out during the Canadian drilling season and the lease rentals will be shared with other participating companies. It is planned to sublease the drilling vessels while they are not being used in such projects.

(iii) The Corporation is a participant in a project operated by Syncrude Canada Ltd. to produce synthetic crude oil from the Athabasca Oil Sands. Associated with the Syncrude Project are facilities which are not owned by the participants, consisting of a steam and electricity generating plant, a field gas supply pipeline and a pipeline to transport plant product to Edmonton. The Corporation, together with the other participants, has minimum usage commitments relating to these facilities.

(b) Contingencies

(i) On January 9, 1980 the Atlantic Richfield Company served the Corporation and a subsidiary with a Statement of Claim requesting that the Corporation cause the subsidiary to pursue a monetary claim for $12 039 000 against the Government of Saskatchewan with respect to payments made by it under certain Saskatchewan legislation (subsequently determined to be unconstitutional) prior to the time the shares of the subsidiary were acquired by the Corporation from Atlantic Richfield Company. The Statement of Claim asks the court, inter alia, for certain injunctive relief and general damages in the amount of $20 000 000.

Prior to the service of the Statement of Claim, the subsidiary had executed an assignment and quitclaim agreement with the Government of Saskatchewan pursuant to which the payments made under the unconstitutional legislation were applied in satisfaction of an assessment under the Oil Well Income Tax Act, 1978 for the same period as the payments previously made.

In the opinion of management, based on the advice of counsel, no provision for the claim is required in the accounts of the Corporation.

(ii) Certain of the transactions previously referred to in Notes 4 and 11 and the reimbursement, if necessary, of an advance in the amount of $40,000,000 with interest, made in connection with the Cold Lake Project are subject to the enactment of proposed legislation by the Government of Canada.

Reading the Financial Statements — An Introduction

The following summary of how Petro-Canada reports on its operations is intended to outline the methodology of the Corporation's financial presentation and to assist the "non-financial" reader in a fuller understanding of the data presented in the consolidated financial statements.

The consolidated financial statements presented on pages 28-43 summarize the accounting records of Petro-Canada and its subsidiaries. They consist of the balance sheet, the statement of earnings and retained earnings and the statement of changes in financial position, together with explanatory notes.

Consolidated Balance Sheet

The balance sheet (pages 28 and 29) is a summary of the Corporation's assets, liabilities and shareholder's equity at a specific date, December 31, 1981, which is the end of the Corporation's financial year.

Assets: The assets are classified into five categories:

Current assets consists of cash and items which are expected to be converted into cash or consumed in operations within one year of the balance sheet date;

Investments represents the Corporation's interest in other companies in which it has an ownership of approximately fifty per cent or less (see Note 4);

Property, plant and equipment consists mainly of investment in oil and gas properties and related facilities, for use in operations. Property, plant and equipment is stated at cost less accumulated depreciation, depletion and amortization charged to earnings;

Deferred charges are costs incurred which represent potential contribution to future revenue and which will be charged to earnings in future years.

Deferred interest is interest incurred on bank borrowings used to finance the acquisition of Petrofina Canada Inc., which has been renamed Petro-Canada Enterprises Inc. ("Enterprises"). This interest will be retired against contributions from the Canadian Ownership Account (see Note 10).

Liabilities: The liabilities are classified into eight categories:

Current liabilities are amounts owed by the Corporation which are expected to be paid within one year of the balance sheet date;

Long-term debt consists of borrowings from banks and other institutions which are repayable over a period commencing more than one year after the balance sheet date;

Revolving term loan is the financing vehicle which provided funds for the acquisition of Enterprises;

Advances on future natural gas deliveries represents payments received by the Corporation under the provisions of "take or pay" contracts for undelivered natural gas. The revenue will be included in earnings when the gas is delivered;

Deferred income taxes result from deducting certain costs in determining taxable income for a particular year to a greater extent than such costs are deducted from income for financial reporting purposes in that year. Typical of such costs are exploration expenditures, which may be deducted from income in calculating income taxes payable in the year they are spent, but which are deducted from income for financial reporting purposes over a number of years. Deferred income taxes is not a liability but rather represents the cumulative amount by which the provisions for income taxes reported in the financial statements exceed income taxes currently payable, using the deductions permitted under the Income Tax Act;

Minority interest in subsidiary represents the interest in shares of subsidiary companies not owned by the Corporation (other than the preferred shares described in the next paragraph);

Preferred shares issued by a subsidiary consists of shares issued by Petro-Canada Exploration Inc. to a group of Canadian chartered banks.

Convertible notes were issued to the Government of Canada in acknowledgement of funds received from the Government. These notes will be converted into common shares of the Corporation.

Shareholder's equity is the shareholder's investment in the net assets of the Corporation. The balance sheet classifies it into two categories:

Capital represents payments received from the Government of Canada for purchase of the Corporation's preferred and common shares;

Retained earnings are the accumulated earnings of the Corporation since incorporation which have been reinvested in operations. The computation of retained earnings is shown in the statement of earnings and retained earnings. (Page 30)

Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

Whereas the balance sheet is a record of the financial position of the Corporation at a specific date (December 31, 1981), the statement of earnings presents the financial results of activities over a twelve month period. The statement shows how the earnings (profit) for the year were earned. It identifies the sources of the Corporation's revenue and the various categories of expenses incurred to produce the revenue. It also identifies the provision for income taxes and the preferred share dividends paid by Petro-Canada Exploration Inc. In the lower portion of the statement the earnings for the year are added to the opening retained earnings, resulting in the retained earnings at the end of the year. This amount is included in the shareholder's equity portion of the balance sheet.

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

The statement of changes in financial position (page 31) identifies the major sources of funds received during the year and the uses to which these funds were put. "Funds" are defined as working capital, which is the difference between current assets and current liabilities reflected in the balance sheet.

The statement commences with "earnings before preferred share dividends of subsidiary", from the statement of earnings and retained earnings, to which is added the charges deducted in computing earnings which did not involve an outlay of working capital during the current year (e.g. depreciation, depletion and amortization, deferred income taxes, etc.). This results in working capital provided from operations, to which is added the other sources of working capital. The major uses of working capital are deducted from the total sources to determine the change in working capital for the year. This change is added to the working capital at the beginning of the year, resulting in the working capital at December 31, 1981.

(continued on next page)

Notes to Consolidated Financial Statements

Note 1 (pages 32-34) is a summary of the significant accounting policies followed by the Corporation. This summary describes the policies used in preparing the consolidated financial statements; translating foreign financial data into Canadian dollars; valuation of inventories; accounting for investments; capitalizing costs of property, plant and equipment and how these costs are charged against earnings over the lives of the assets. The summary also outlines how deferred charges, Federal petroleum compensation, research costs, income taxes and pension costs are accounted for.

The other notes provide disclosures required in order to comply with generally accepted accounting principles and provide additional information and analyses of significant items.

Comparative Figures

The balance sheet as at December 31, 1980 and the 1980 results of operations and changes in financial position are presented in the financial statements for comparative purposes.

Notes des états financiers consolidés

La note 1 (pages 32-34) résume les principales méthodes comptables suivies par la Société. Ce résumé indique les méthodes utilisées pour préparer les états financiers consolidés; la conversion des données financières étrangères en dollars canadiens; l'évaluation des stocks; la comptabilisation des placements; la capitalisation des coûts des immobilisations et la méthode d'imputation de ces coûts au bénéfice selon la durée des éléments de l'actif. Le résumé indique également la méthode de comptabilisation des charges reportées, du programme canadien de remplacement du pétrole, des frais de recherche, des impôts sur le revenu et des coûts des pensions.

Les autres notes divulguent les renseignements nécessaires pour se conformer aux principes comptables généralement reconnus et fournissent des informations et des analyses complémentaires sur des postes importants.

Chiffres correspondants

Le bilan au 31 décembre 1980 ainsi que les résultats d'exploitation et l'évolution de la situation financière de 1980 sont donnés à titre de comparaison.

La participation minoritaire dans une filiale représente la participation en actions de filiale non détenues par la Société (autres que les actions privilégiées décrites dans le prochain paragraphe).

Les actions privilégiées émises par une filiale comprennent les actions émises par Petro-Canada Exploration Inc. à un groupe de banques à charte canadiennes.

Les billets convertibles ont été émis au gouvernement du Canada en reconnaissance des fonds reçus du gouvernement. Ces billets seront convertis en actions ordinaires de la Société.

L'avoir de l'actionnaire représente l'investissement de l'actionnaire dans l'actif net de la Société. Le bilan le divise en deux catégories:

Le capital représente les versements reçus de Gouvernement du Canada pour l'achat des actions privilégiées et ordinaires de la Société;

Les bénéfices non répartis sont les bénéfices accumulés de la Société depuis sa constitution et qui ont été réinvestis dans les activités. Le calcul des bénéfices non répartis figure dans l'état des résultats et des bénéfices non répartis (page 30).

L'état consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Alors que le bilan est une photo de la situation financière de la Société à une date donnée, soit le 31 décembre 1981, l'état des résultats et des bénéfices non répartis présente les résultats financiers des activités au cours d'une période de douze mois. Il indique d'où proviennent les résultats (bénéfices) de l'exercice. Il indique la provenance des revenus de la Société et les diverses catégories de frais encourus pour obtenir les revenus. Il mentionne également la provision pour les impôts sur le revenu et les dividendes sur actions privilégiées payés par Petro-Canada Exploration Inc. Dans la partie inférieure de l'état, on ajoute le bénéfice de l'exercice aux bénéfices non répartis au début de l'exercice pour obtenir les bénéfices non répartis à la fin de l'exercice. Ce montant figure au bilan dans l'avoir de l'actionnaire.

L'état consolidé de l'évolution de la situation financière

L'état de l'évolution de la situation financière (page 31) indique la provenance des principaux fonds reçus pendant l'exercice et l'utilisation de ces fonds. La Société définit les «fonds» comme étant le fonds de roulement, à savoir la différence entre l'actif à court terme et le passif à court terme que l'on retrouve dans le bilan.

L'état commence par le bénéfice avant dividendes sur actions privilégiées de la filiale, tiré de l'état des résultats et des bénéfices non répartis, auquel on ajoute les charges déduites lors du calcul des bénéfices et n'impliquant pas un déboursé du fonds de roulement pendant l'exercice en cours (par exemple Amortissement et épuisement, Impôts sur le revenu reportés, etc.). On obtient ainsi le fonds de roulement provenant de l'exploitation auquel on ajoute les autres sources de fonds de roulement. Les principales utilisations du fonds de roulement sont déduites du total des provenances pour déterminer l'évolution du fonds de roulement pendant l'exercice. A ce montant, on ajoute le fonds de roulement au début de l'exercice et on obtient le fonds de roulement au 31 décembre 1981.

(suite à la page suivante)

Introduction à la lecture des états financiers

Le résumé suivant des rapports des activités de Petro-Canada a pour but d'énoncer la méthode de présentation financière de la Société et d'aider le lecteur "non-financier" à mieux comprendre les données présentées dans les états financiers consolidés.

Les états financiers consolidés présentés aux pages 28 à 43 résument les registres comptables de Petro-Canada et de ses filiales. Ils comportent le bilan, l'état des résultats et des bénéfices non répartis et l'état de l'evolution de la situation financière, ainsi que des notes explicatives.

Le bilan consolidé

Le bilan (pages 28 et 29) est un résumé de l'actif, du passif et de l'avoir de l'actionnaire de la Société, à une date précise qui constitue la fin de l'exercice financier de la Société, à savoir le 31 décembre 1981.

Actif — L'actif est divisé en cinq catégories:

L'actif à court terme comprend l'encaisse et les postes qui doivent être convertis en espèces ou utilisés pour les activités dans l'année qui suit la date du bilan;

Les placements représentent les intérêts de la Société dans d'autres compagnies dans lesquelles elle détient à peu près 50% ou moins du capital (voir note 4);

Les immobilisations comprennent principalement les placements dans des territoires pétrolifères et gazéifères et dans des installations connexes devant servir aux activités de la Société. Les immobilisations sont indiquées au prix coûtant moins l'amortissement et l'épuisement accumulés imputés aux résultats;

Les charges reportées sont des frais encourus qui représentent une contribution éventuelle à des revenus futurs et qui seront imputés aux bénéfices au cours d'exercices postérieurs.

L'intérêt reporté est l'intérêt encouru sur les emprunts bancaires utilisées pour financer l'acquisition de Petrofina Canada Inc., dont le nom a par la suite été changé pour Entreprises Petro-Canada Inc. («Entreprises»). Cet intérêt sera tiré des contributions reçues du Compte de propriété canadienne (voir note 10).

Passif — Le passif est divisé en huit catégories:

Le passif à court terme englobe les montants dus par la Société et qu'elle devrait payer dans l'année qui suit la date du bilan;

La dette à long terme comprend les emprunts auprès des banques et autres institutions qui sont remboursables sur une période de temps commençant plus d'un an après la date du bilan;

L'emprunt à terme rotatif est le moyen financier qui a fourni les fonds nécessaires à l'acquisition des Entreprises;

Les avances sur les livraisons futures de gaz naturel représentent les versements reçus par la Société en vertu des dispositions des contrats de type «à prendre ou à payer» pour le gaz naturel non livré. Les revenus seront inclus dans les résultats lorsque le gaz sera livré;

Les impôts sur le revenu reportés sont obtenus en déduisant certains coûts, lors du calcul du revenu imposable d'un exercice donné, d'un montant supérieur à celui dont ces coûts sont déduits du revenu dans les rapports financiers de cet exercice. Les exemples typiques sont les frais d'exploration, que l'on peut déduire du revenu lors du calcul des impôts sur le revenu payables au cours de l'exercice où on les a dépensés, mais qui sont déduits du revenu dans les rapports financiers pendant un certain nombre d'exercices. Les impôts sur le revenu reportés ne sont pas un élément du passif mais constituent plutôt le montant cumulé dont les provisions pour les impôts sur le revenu, indiquées dans les états financiers, dépassent les impôts sur le revenu payables présentement, en utilisant les déductions autorisées en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu;

15. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants de 1980 ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice courant.

16. Engagements et passif éventuel

(a) Engagements

En plus des engagements encourus dans le cours normal des affaires, la Société a conclu les engagements suivants au 31 décembre 1981:

(i) La Société a conclu une entente pour participer à la construction d'un nouvel immeuble à bureaux à Calgary, et elle a aussi conclu une entente pour participer à la construction d'un navire de forage marin. Ces projets exigeront un engagement de la Société d'environ $222 000 000, qu'elle prévoit financer au moyen d'emprunts hypothécaires. De plus, la Société a conclu un contrat de location à long terme pour l'utilisation du navire de forage marin et a convenu de conclure un contrat de location à long terme pour l'utilisation de l'immeuble à bureaux.

(ii) La Société a loué certains navires de forage marin pour des périodes de un à quatre ans. Les loyers bruts se chiffreront à environ: 1982 — $160 000 000, 1983 — $167 000 000, 1984 — $164 000 000 et 1985 — $43 000 000. La Société utilisera ces navires pour les projets d'exploration effectués au cours de la saison de forage canadienne et les loyers seront partagés avec d'autres sociétés participantes. On a l'intention de sous-louer les navires de forage lorsqu'ils ne sont pas utilisés pour ces projets.

(iii) La Société participe à un projet exploité par Syncrude Canada Ltd. qui a pour but de produire du pétrole brut synthétique à partir des sables bitumineux de l'Athabasca. Les installations, qui ne sont pas détenues par les participants, associées au Projet Syncrude, consistent en une usine génératrice et un pipeline pour transporter le produit de l'usine à Edmonton. La Société et les autres participants ont des ententes d'utilisation minimale portant sur ces installations.

(b) Passif éventuel

(i) Le 9 janvier 1980, Atlantic Richfield Company a signifié une demande introductive d'instance à la Société et à une filiale demandant que la Société agisse de sorte que la filiale intente une action en dommages-intérêts de $12 039 000 contre le gouvernement de la Saskatchewan relativement à des versements effectués par la filiale en vertu de certaines lois de la Saskatchewan (lesquelles lois ont par la suite été déclarées non constitutionnelles) avant l'époque où la Société a acquis les actions de la filiale d'Atlantic Richfield Company. La demande introductive d'instance demande à la cour, entre autres, certains dégrèvements injonctifs et des dommages-intérêts généraux au montant de $20 000 000.

Avant de recevoir la demande introductive d'instance, la filiale avait exécuté un acte de cession et de transfert de droit avec le gouvernement de la Saskatchewan selon lequel les versements effectués en vertu de la loi non constitutionnelle ont été crédités à un montant cotisé aux termes de la loi intitulée «Oil Well Income Tax Act, 1978» pour la même période que celle qui couvre les paiements déjà effectués.

La direction croit, sur la foi de l'avis des conseillers juridiques, qu'aucune provision n'est requise pour la demande dans les comptes de la Société.

(ii) Certaines des transactions déjà mentionnées dans les notes 4 et 11 et le remboursement, s'il y a lieu, de l'avance de $40 000 000 plus l'intérêt, accordée relativement au projet Cold Lake dépendent de l'adoption de mesures législatives proposées par le gouvernement du Canada.

	1980				
	Ressources naturelles	Produits de pétrole raffiné*	Dérivés liquides du gaz naturel	Éliminations	Total
Ventes aux clients	$508 866	$267 205	$215 446	$ —	$991 517
Transferts intersectoriels	15 958	4 306	—	(20 264)	—
Total du revenu d'exploitation	524 824	271 511	215 446	(20 264)	991 517
Coûts des produits et frais d'exploitation	132 058	211 937	131 546	(20 264)	455 277
Amortissement et épuisement	125 644	5 036	11 280	—	141 960
Taxes autres que les impôts sur le revenu	—	16 119	—	—	16 119
Total des frais d'exploitation	257 702	233 092	142 826	(20 264)	613 356
Bénéfice d'exploitation	$267 122	$ 38 419	$ 72 620		378 161
Intérêts et autres revenus					27 611
Participation au bénéfice des sociétés affiliées					16 026
Frais généraux et frais de mise en marché et d'administration					(79 798)
Intérêt sur la dette à long terme					(22 850)
Provision pour impôts sur le revenu					(155 464)
					(214 475)
Bénéfice net de l'exercice avant les dividendes des actions privilégiées de la filiale					$163 686

*Les transferts intersectoriels sont comptabilisés à la valeur du marché.

Les éléments d'actif sectoriels au 31 décembre, et le montant de la dépense en immobilisations de l'exercice, par secteur commercial, se présentent comme suit:

	Éléments d'actif sectoriels		Dépense en immobilisations	
	1981	1980	1981	1980
Ressources naturelles	**$4 336 988**	$2 919 403	**$527 754**	$386 016
Produits de pétrole raffiné	**1 419 042**	223 085	**80 358**	17 399
Dérivés liquides du gaz naturel	**154 175**	148 550	**2 498**	1 212
Autres	**702 328**	475 728	**99 271**	34 906
	$6 612 533	$3 766 766	**$709 881**	$439 533

Les autres éléments d'actif sectoriels comprennent l'encaisse et les dépôts à court terme, les placements dans d'autres sociétés, l'actif général de la Société et diverses opérations.

13. Régime de retraite

La valeur actuelle de toutes les obligations non pourvues au titre des services antérieurs, selon les évaluations actuarielles, est d'environ $20 200 000 au 31 décembre 1981, dont $16 200 000 ont été pris en charge à l'acquisition des Entreprises.

La Société a intégré le régime de retraite des Entreprises à son propre régime le 1er janvier 1982. L'intégration a nécessité des modifications qui ont entraîné une obligation additionnelle non pourvue au titre des services antérieurs qui se chiffre à $13 500 000.

14. Information sectorielle

La Société exerce son activité principalement dans les secteurs suivants:

Secteur commercial	Activités
Ressources naturelles	Exploration, mise en valeur et mise en production de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de terrain, de soufre, de sables bitumineux, de charbon et de minéraux.
Produits de pétrole raffiné	Achat et vente de pétrole de provenance marine (y compris les transactions entreprises en vertu de directives du gouvernement du Canada); raffinage de pétrole brut en produits du pétrole; distribution et mise en marché de ceux-ci et de produits du pétrole raffiné achetés.
Dérivés liquides du gaz naturel	Extraction de dérivés liquides du gaz naturel; transport, distribution et mise en marché de liquides du gaz naturel.

Les résultats d'exploitation par secteur commercial se présentent comme suit:

	1981				
	Ressources naturelles	Produits de pétrole raffiné	Dérivés liquides du gaz naturel	Éliminations	Total
Ventes aux clients	$626 465	$1 756 618	$263 282	$ —	$2 646 365
Transferts intersectoriels	71 272	—	—	(71 272)	—
Total du revenu d'exploitation	697 737	1 756 618	263 282	(71 272)	2 646 365
Coûts des produits et frais d'exploitation	181 893	1 538 250	167 489	(71 272)	1 816 360
Amortissement et épuisement	113 530	28 248	15 344	—	157 122
Taxes autres que les impôts sur le revenu	51 561	64 025	—	—	115 586
Total des frais d'exploitation	346 984	1 630 523	182 833	(71 272)	2 089 068
Bénéfice d'exploitation	$350 753	$ 126 095	$ 80 449		557 297

Intérêts et autres revenus	48 414
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	20 998
Frais généraux et frais de mise en marché et d'administration	(156 942)
Intérêt sur la dette à long terme	(35 446)
Autres intérêts	(5 303)
Provision pour impôts sur le revenu	(225 174)
	(353 453)
Bénéfice net de l'exercice avant les dividendes des actions privilégiées de la filiale	$ 203 844

Émis (au gouvernement du Canada):

	1981		1980	
	Nombre d'actions	**Contrepartie**	Nombre d'actions	Contrepartie
Actions ordinaires				
Solde au début de l'exercice	**116**	**$580 000**	116	$580 000
En contrepartie des actions de Panarctic Oils Ltd. (note 4)	**4**	**20 000**	—	—
Solde à la fin de l'exercice	**120**	**$600 000**	116	$580 000
Actions privilégiées				
Solde au début de l'exercice	**423 799 853**	**$423 800**	343 799 853	$343 800
Au comptant	**440 000 000**	**440 000**	80 000 000	80 000
En contrepartie des actions de Panarctic Oils Ltd. (note 4)	**972 000**	**972**	—	—
Solde à la fin de l'exercice	**864 771 853**	**$864 772**	423 799 853	$423 800

12. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de $225 174 000 (1980 — $155 464 000) représente un taux réel de 52,5% (1980 — 48,8%) sur le bénéfice avant impôts de $429 018 000 (1980 — $319 150 000). La provision a été calculée comme suit:

	1981	1980
Bénéfice avant impôts sur le revenu	**$429 018**	$319 150
Ajouter (déduire)		
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux	**264 392**	213 231
Déductions fédérales		
Déductions au titre de ressources	**(152 619)**	(132 791)
Épuisement fiscal	**(88 152)**	(94 730)
Déduction au titre de recherche scientifique	**(14 078)**	(2 173)
Déduction au titre de l'exploration en régions éloignées	**—**	(5 198)
Intérêts non déductibles des débentures bancaires à intérêt conditionnel	**13 556**	12 879
Impôt sur le revenu de pétrole et de gaz	**52 105**	—
Amortissement de l'excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis lors de l'achat de filiales	**65 923**	48 520
Participation au bénéfice de sociétés affiliées	**(20 998)**	(16 026)
Autres	**3 896**	(2 192)
	553 043	340 670
Taux combiné d'impôts sur le revenu canadien fédéral et provinciaux à 50,2% (1980 — 48,8%)	**277 628**	166 247
Déduire rabais et crédits fiscaux		
Programme de rabais provinciaux d'impôts sur le revenu	**(14 060)**	(10 783)
Crédit d'impôt fédéral à l'investissement	**(38 394)**	—
Provision pour impôts sur le revenu	**$225 174**	$155 464

8. Emprunt à terme rotatif

En 1981, la Société a conclu un accord avec deux banques à charte canadiennes prévoyant un crédit rotatif sur trois ans d'une valeur de $1,5 milliard CAN ou l'équivalent en dollars US, afin de financer l'acquisition des Entreprises. Le solde de l'emprunt à terme au 31 décembre 1981 comprenait un montant de $405 215 000 remboursable en dollars US au montant de $337 567 000 US.

L'emprunt à terme porte intérêt à des taux variables. Le 31 décembre 1981, le taux d'intérêt applicable aux emprunts en dollars canadiens et en dollars US se chiffrait à environ 17%.

Les emprunts à terme contractés en 1981 sont remboursés au moyen du Compte de propriété canadienne (note 10). Par conséquent, ils sont classés parmi le passif à long terme.

9. Actions privilégiées émises par une filiale

Les actions privilégiées émises par une filiale consistent en 12 500 000 actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables, à dividende cumulatif à taux variable, émises à $100 US par action à un groupe de banques à charte canadiennes.

Les actions sont rachetables, au gré de la filiale, à $100 US par action, plus les dividendes accumulés.

Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés sur le pourcentage, au gré de la filiale, soit des taux de base des États-Unis, soit des taux interbanques des eurobanques de Londres. Le taux de dividende était d'environ 9% par an le 31 décembre 1981.

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si la filiale n'exerce pas son droit de rachat des actions sur une période de dix ans commençant le 31 décembre 1983, ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à $100 US chacune, plus les dividendes accumulés.

10. Billets convertibles

La Société a émis des billets convertibles au gouvernement du Canada en reconnaissance des fonds reçus en 1981 du Compte de propriété canadienne. Ces sommes ont été imputées en réduction de l'emprunt à terme rotatif (note 8). La Société continuera de bénéficier de fonds par l'entremise du Compte de propriété canadienne et d'émettre des billets convertibles en reconnaissance des montants reçus jusqu'à concurrence du remboursement de la tranche de l'emprunt à terme rotatif plus les intérêts, employée à l'achat des Entreprises (note 2), jusqu'à un montant maximum de $1,7 milliard.

Les billets, qui ne portent pas intérêt, seront convertis en actions ordinaires de la Société. L'intérêt sur l'emprunt à terme rotatif a été inscrit comme intérêt reporté d'ici la conversion des billets, laquelle créera un surplus d'apport contre lequel sera chargé l'intérêt reporté.

11. Capital

Autorisé:

Le capital initial autorisé de la Société était de $500 millions répartis en 100 actions ordinaires d'une valeur nominale de $5 millions chacune. Ce capital initial a été porté à 120 actions ordinaires à l'acquisition du capital-actions de Panarctic Oils Ltd., que détenait antérieurement le gouvernement du Canada.

En vertu de la Loi créant Petro-Canada et sous réserve de certaines conditions et limites quant au montant global, le capital autorisé de la Société est augmenté par l'émission d'actions privilégiées. Par conséquent, les actions privilégiées autorisées et émises représentent un montant identique en tout temps. Ces actions privilégiées ont une valeur au pair de $1 chacune, sont rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux de dividende déclaré et le dividende n'est pas cumulatif.

Le gouvernement du Canada a proposé l'adoption de mesures législatives qui auraient pour effet d'augmenter le capital autorisé de la Société jusqu'à concurrence d'un maximum de $5 500 000 000, en partie pour faciliter la conversion des billets (note 10).

7. Dette à long terme

La dette à long terme comporte:

	Échéance	1981	1980
En dollars canadiens			
Débentures bancaires à intérêt conditionnel	1983	**$ 90 000**	$140 000
Billets à ordre, portant intérêt au taux préférentiel	1985	**20 692**	—
Emprunts non garantis portant intérêt au taux préférentiel majoré de ½%	1990	**40 000**	—
Autres emprunts et obligations à long terme	1982-1997	**5 741**	4 349
En dollars américains			
Billets non garantis 9% ($56 250 000 US)	1996	**66 641**	71 116
Billets non garantis 8,45% ($30 000 000 US)	1987	**35 545**	35 539
Billets non garantis 5,25% ($18 200 000 US)	1985	**21 747**	26 351
Hypothèques 5,75% à 6,25% ($3 204 000 US)	1988	**3 811**	4 485
Billets garantis 6,5%		—	1 235
		284 177	283 075
Moins le capital échéant d'ici un an		**73 135**	61 668
		$211 042	$221 407

Débentures bancaires à intérêt conditionnel

Les débentures bancaires à intérêt conditionnel sont détenues par une banque à charte canadienne et portent intérêt à environ 49% (1980 — 50%) du taux d'intérêt préférentiel de la banque, tel que déclaré de temps à autre. Selon la Loi de l'impôt sur le revenu, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié aux débentures bancaires à intérêt conditionnel.

Bien que les débentures bancaires à intérêt conditionnel ne soient pas garanties par quelque lien que ce soit sur l'actif de la Société, il existe tout de même certaines restrictions quant à la possibilité d'aliéner ou d'engager le placement que la Société possède dans une filiale.

Remboursement de la dette à long terme

Le remboursement annuel des billets non garantis 8,45% commencera en 1982. Toutes les autres valeurs sont présentement sujettes à des remboursements annuels minimums.

Le remboursement de la dette à long terme dans chacun des cinq exercices à venir est le suivant:

1982 — $73 135 000
1983 — $73 194 000
1984 — $23 132 000
1985 — $26 662 000
1986 — $15 503 000

5. Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

	1981			1980
	Coût	**Amortissement et épuisement accumulés**	**Net**	Net
Pétrole et gaz				
Au Canada				
— Hors des régions éloignées	**$3 098 843**	**$289 323**	**$2 809 520**	$1 976 293
— Régions éloignées	**464 294**	**79 829**	**384 465**	317 828
À l'étranger	**117 831**	**21 919**	**95 912**	83 894
Sables bitumineux				
— Projet Syncrude et concessions afférentes	**500 641**	**22 405**	**478 236**	282 862
— Autres concessions de ce secteur et dépenses s'y rapportant	**131 158**	**15 682**	**115 476**	35 338
Raffinage et mise en marché	**825 676**	**34 706**	**790 970**	53 966
Dérivés liquides du gaz naturel	**129 623**	**13 943**	**115 680**	121 250
Pipelines et autres immobilisations	**139 841**	**18 713**	**121 128**	79 310
	$5 407 907	**$496 520***	**$4 911 387**	$2 950 741

*Composé d'amortissement corporel — $111 393 000, d'épuisement — $267 871 000 et d'amortissement incorporel — $117 256 000 (au 31 décembre 1980 — $56 464 000, $207 396 000 et $75 665 000 respectivement).

6. Charges reportées

Les charges reportées comportent:

	1981	1980
Au prix coûtant		
Projet de pétrole lourd et de sables pétrolifères	**$19 489**	$ 8 948
Projet Gaz polaire	**16 397**	15 372
Projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique	**17 515**	10 899
Autres	**8 079**	4 773
Moins l'amortissement		
Frais d'émission de la dette	**364**	434
Programme de mise en marché	**7 910**	1 117
	$69 754	$41 543

4. Placements

Les placements de la Société comprennent:

	1981	1980
À la valeur de consolidation		
Westcoast Transmission Company Limited	**$170 716**	$163 012
Panarctic Oils Ltd.	**150 702**	117 598
Autres	**25 978**	2 559
Au coût		
Canertech Inc.	**20 000**	—
Hypothèques et autres placements	**16 479**	8 648
	$383 875	$291 817

Westcoast Transmission Company Limited

Au 31 décembre 1981, la Société détenait 31,3% du total des actions ordinaires en circulation de Westcoast Transmission Company Limited («Westcoast»).

La valeur attribuée au placement dans Westcoast lorsqu'il a été acquis par la Société et le coût des achats d'actions subséquents excèdent la valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition de $33 388 000. Cet excédent est amorti sur les vies utiles estimatives des éléments d'actif sous-jacents s'y rapportant par une imputation à la part de la Société dans le bénéfice net de Westcoast.

Westcoast est une compagnie d'utilité publique réglementée et est assujettie à des directives de réglementation qui peuvent changer les composantes du coût du service. Les changements résultant de ces directives n'ont pas d'effet sur le bénéfice net en raison des considérations du taux de rendement sur la base des tarifs qui entrent aussi en ligne de compte dans le processus de réglementation.

Au 31 décembre 1981, la valeur à la cote du placement de la Société dans Westcoast était de $168 649 000 (1980 — $189 333 000).

Panarctic Oils Ltd.

Au cours de 1981, la Société a acquis 6 082 387 actions ordinaires supplémentaires de Panarctic Oils Ltd. («Panarctic») en contrepartie d'espèces et d'actions ordinaires et privilégiées de la Société, ce qui a eu pour effet d'augmenter sa participation à 28 099 785 actions. La Société a aussi avancé des fonds supplémentaires en vertu du financement permanent de Panarctic. Les activités de Panarctic en sont à l'étape exploratoire et tous les frais moins les revenus divers ont été capitalisés; la société est censée ne pas avoir gagné de profit ni supporté de perte. Les actions de Panarctic ne sont pas transigées sur le marché libre et, par conséquent, elles n'ont pas de valeur à la cote.

Canertech Inc.

La Société a constitué Canertech Inc. à titre de filiale en propriété exclusive et l'a mise en exploitation en 1981 à la recherche de sources d'énergie de rechange au Canada. Le gouvernement canadien a fait connaître son intention de transformer Canertech Inc. en société de la Couronne autonome et d'acheter le placement de la Société au prix coûtant. Les comptes de Canertech Inc. n'ont donc pas été inclus dans les états financiers consolidés du fait que la Société n'exerce qu'un contrôle provisoire sur elle.

L'acquisition de l'actif des Entreprises et l'offre d'achat constituent une transaction intégrée qui a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple, et les résultats d'exploitation sont inclus dans les présents états financiers pour la période postérieure au 12 mai 1981. Le détail de l'acquisition se présente comme suit:

Valeur comptable de l'actif acquis		$1 070 905
Valeur comptable du passif pris en charge		(508 484)
		562 421
Excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif net acquis:		
Propriétés pétrolifères et gazéifères	$487 789	
Raffinage et mise en marché	509 802	
Sables bitumineux		
— Projet Syncrude	7 838	
— Autres concessions de sables bitumineux	45 100	1 050 529
Actif net acquis des Entreprises, à la valeur attribuée		1 612 950
Participation minoritaire		(787 450)
Coût de l'acquisition au 31 décembre 1981		$ 825 500

Au 31 décembre 1981, la Société avait acquis 6 750 418 (55,7%) des actions ordinaires en circulation des Entreprises. Cette acquisition a été financée au moyen de capitaux obtenus par voie d'un emprunt à terme rotatif (note 8). La participation minoritaire est présentée, conformément aux conditions de l'offre du 18 avril et de l'approbation des actionnaires du 12 mai 1981 mentionnés ci-dessus, au coût d'acquisition estimatif de toutes les actions ordinaires en circulation des Entreprises non déjà détenues par la Société le 31 décembre 1981. Les capitaux nécessaires à l'acquisition de ces actions seront également obtenus par voie de l'emprunt à terme rotatif.

3. Stocks

	1981	1980
Les stocks se composent de:		
Pétrole brut étranger	**$ 67 378**	$ 51 356
Pétrole brut, produits raffinés et marchandises du Canada	**337 658**	43 796
Matériel et fournitures	**68 981**	32 062
	$474 017	$127 214

(h) Frais de recherche

Les frais de recherche sont imputés aux résultats lorsqu'ils sont engagés.

(i) Impôts sur le revenu

La Société fait toutes les provisions requises pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame aux fins d'impôt un amortissement, des coûts d'exploration et d'exploitation et d'autres coûts qui dépassent les montants imputés aux frais dans les états financiers.

(j) Régime de retraite

Les coûts des prestations de retraite au titre des services courants sont capitalisés et imputés aux résultats à mesure qu'ils s'accumulent. Les coûts des services passés, découlant de modifications apportées au régime, et les insuffisances sont capitalisés en conformité de la législation pertinente régissant les régimes de retraite et sont imputés aux résultats sur des périodes ne dépassant pas quinze ans.

2. Acquisition de Petrofina Canada Inc.

Le 18 avril 1981, la Société a offert d'acheter au comptant, à raison de $120 par action, compte tenu des redressements résultant des intérêts imputés et du versement de dividendes, toutes les actions ordinaires en circulation de Petrofina Canada Inc., dont le nom a été changé par la suite pour les Entreprises Petro-Canada Inc. («Entreprises»). L'offre prendra fin le 23 février 1983, à moins qu'elle ne soit prolongée.

Les actionnaires des Entreprises ont approuvé, avec prise d'effet le 12 mai 1981, la vente à la Société de sensiblement tous les éléments d'actif net des Entreprises en contrepartie de valeurs mobilières émises par une filiale de la Société. Les valeurs mobilières sont estimées à $1 612 950 000, soit l'équivalent de $120 par action ordinaire des Entreprises, après redressement pour tenir compte du montant estimatif des intérêts imputés et des dividendes versés sur les actions ordinaires des Entreprises non encore achetées par la Société.

La valeur attribuée de l'actif net acquis se présente comme suit:

Immobilisations		
Pétrole et gaz		
Canada		
— régions éloignées		$ 696 616
— régions non éloignées		12 253
Sables bitumineux		
— Syncrude		191 584
— Autres sables bitumineux		55 126
Raffinage et mise en marché		688 054
Pipelines et autres immobilisations		6 888
		1 650 521
Placements		4 773
Charges reportées		1 674
Dettes à long terme		(176 460)
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel		(14 957)
Impôts sur le revenu reportés		(152 372)
Fonds de roulement		
— Actif à court terme	$ 462 520	
— Passif à court terme	(162 749)	299 771
		$1 612 950

Les coûts annuels engagés dans les autres centres séparés sont amortis selon la méthode linéaire durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans chaque région. Là où l'exploration se révèle fructueuse, par exemple, là où des réserves de qualité commerciale sont mises à jour, l'amortissement cessera et le solde non amorti du centre de coûts sera épuisé au rendement lorsque débutera la production. Là où les résultats de l'exploration se seront avérés négatifs, et où le centre de coûts aura été abandonné ou condamné, le solde non amorti de ce centre de coûts sera alors imputé aux résultats.

Les coûts des immobilisations se rapportant au Projet Syncrude et aux concessions connexes sont accumulés dans un centre de coûts distinct et sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement sur la base des réserves prouvées. Les dépenses se rapportant aux autres concessions des sables bitumineux sont aussi accumulées dans des centres de coûts distincts et sont amorties, épuisées ou autrement imputées aux résultats selon le principe énoncé au paragraphe précédent.

L'amortissement des immobilisations, sauf comme il est noté ci-dessus, se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou selon la méthode de l'amortissement linéaire selon le cas. L'amortissement linéaire annuel varie de 2,5% à 25,0%.

Les frais d'intérêt de la dette attribuable à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés au cours de la période de construction.

La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relatives au pétrole et au gaz sont menées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'intérêt proportionnel de la Société dans ces activités.

(f) Charges reportées

La Société reporte les coûts engagés pour les études de faisabilité reliées aux évaluations économiques et à l'ingénierie préliminaire relativement:

(i) à la production d'hydrocarbures provenant de gisements de pétrole lourd classique et de sables pétrolifères,

(ii) au projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique,

(iii) à d'autres activités de transport et de raffinage.

Lorsque la production ou l'activité commerciale d'un projet particulier commence, les dépenses connexes sont portées aux immobilisations et imputées aux résultats selon la vie utile estimative du projet. Advenant que l'on décide de ne pas procéder avec un projet particulier, tous les coûts connexes sont alors imputés aux résultats.

Certains des coûts relatifs au programme de mise en marché de la Société sont reportés et amortis selon la méthode linéaire sur une période de cinq ans.

Les frais d'émission de dette sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette. L'amortissement est inclus à l'intérêt sur la dette à long terme à l'état consolidé des résultats et des bénéfices non répartis.

(g) Programme canadien de remplacement du pétrole

En vertu du programme de remplacement du pétrole, le gouvernement fédéral assume une part des frais reliés au pétrole consommé au Canada au profit des importateurs admissibles et des acheteurs de pétrole brut synthétique canadien, pourvu que ceux-ci maintiennent les prix de certains produits en-deçà des niveaux recommandés par le gouvernement. La compensation versée en vertu du programme est inscrite comme une réduction des achats de pétrole brut et de produits.

PETRO-CANADA

Notes des états financiers consolidés

31 décembre 1981

(les montants dans les tableaux sont indiqués en milliers de dollars)

1. Résumé des principales pratiques comptables

(a) Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada et de toutes ses filiales (la «Société») à l'exception de ceux de Canertech Inc., dont l'exclusion est expliquée à la note 4.

L'excédent de la contrepartie versée pour les actions des filiales sur leur valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis.

(b) Conversion des devises étrangères

L'actif à court terme et le passif à court terme sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Le gain ou la perte qui en résulte est inclus aux résultats. L'actif à long terme, le passif à long terme et les actions privilégiées émises par une filiale sont convertis aux taux en vigueur aux dates où l'actif a été acquis, l'obligation contractée ou le capital-actions émis. Les postes de revenus et de frais sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice à l'exception de l'amortissement, corporel et incorporel, et de l'épuisement qui reflètent les taux en vigueur lorsque l'actif a été acquis.

(c) Stocks

Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

(d) Placements

La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.

(e) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolifères et gazéifères, la méthode de capitalisation du coût entier selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploration et à l'exploitation des réserves pétrolifères et gazéifères sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de location des terrains inexploités, les coûts de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration.

On a établi des centres de coûts séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, pour chacune des cinq régions éloignées du Canada et chacune des régions étrangères où la Société détient un intérêt. Les coûts engagés dans les régions étrangères productives sont amortis séparément selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation basée sur les estimations de réserves pétrolifères et gazéifères prouvées. En 1981, la Société a adopté la méthode d'épuisement selon le revenu pour le centre de coût en région non éloignée du Canada: selon cette méthode, les coûts engagés sont imputés dans la proportion que le revenu courant représente par rapport au revenu total estimatif des réserves de pétrole et de gaz prouvées. Cette modification de la méthode d'amortissement proportionnel au rendement qui, avant 1981, était basée sur les quantités produites fut apportée suite aux changements dans la détermination du prix des hydrocarbures créés par le Programme énergétique national et finalisés lors de la signature des Ententes sur la fixation des prix et la taxation des ressources énergétiques conclus entre le gouvernement fédéral et les provinces productrices.

État consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1981
(en milliers de dollars)

	1981 (note 2)	1980
Provenance du fonds de roulement		
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées d'une filiale	$ 203 844	$163 686
Ajouter les postes n'affectant pas le fonds de roulement	323 126	293 864
Fonds de roulement provenant de l'exploitation	526 970	457 550
Emprunts à terme en vertu du crédit rotatif	1 029 558	—
Produit de l'émission de billets convertibles	461 767	—
Produit de l'émission d'actions	460 972	80 000
Subventions en vertu du programme d'encouragements pétroliers	138 764	—
Produit de l'émission de dette à long terme	21 230	—
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	8 752	19 891
	2 648 013	557 441
Utilisation du fonds de roulement		
Acquisition de Petrofina Canada Inc.	825 500	—
Moins fonds de roulement acquis	299 771	—
	525 729	—
Acquisitions d'immobilisations	594 601	424 379
Remboursements sur l'emprunt à terme rotatif	462 729	—
Réduction de la dette à long terme	208 055	60 829
Dividendes d'actions privilégiées versés par une filiale	138 971	107 937
Augmentation des placements	88 673	10 163
Intérêts reportés	40 447	—
Augmentation des charges reportées	26 607	4 991
	2 085 812	608 299
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	562 201	(50 858)
Fonds de roulement au début de l'exercice	135 205	186 063
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	697 406	$135 205

État consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1981
(en milliers de dollars)

	1981 (note 2)	1980
Revenus		
Exploitation	**$2 646 365**	$ 991 517
Intérêts et autres revenus	**48 414**	27 611
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	**20 998**	16 026
	2 715 777	1 035 154
Frais		
Achat de pétrole brut et de produits	**1 541 920**	290 047
Production et raffinage	**274 440**	165 230
Amortissement et épuisement	**157 122**	141 960
Frais généraux et frais de mise en marché et d'administration	**156 942**	79 798
Taxes autres que les impôts sur le revenu	**115 586**	16 119
Intérêt sur la dette à long terme	**35 446**	22 850
Autres intérêts	**5 303**	—
	2 286 759	716 004
Bénéfice avant impôts sur le revenu	**429 018**	319 150
Provision pour impôts sur le revenu (note 12)		
Reportés	**175 278**	156 407
Exigibles	**49 896**	(943)
	225 174	155 464
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées d'une filiale	**203 844**	163 686
Dividendes des actions privilégiées d'une filiale	**138 971**	107 937
Bénéfice net de l'exercice après dividends sur actions privilégiées de la filiale	**64 873**	55 749
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	**110 799**	55 050
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	**$ 175 672**	$ 110 799

Passif

	1981	1980
Passif à court terme		
Comptes-fournisseurs et frais courus	**$ 426 523**	$ 285 792
Impôts sur le revenu à payer	**10 006**	—
Portion de la dette à long terme échéant d'ici un an	**73 135**	61 668
	509 664	347 460
Dette à long terme (note 7)	**211 042**	221 407
Prêt à terme rotatif (note 8)	**566 829**	—
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	**60 896**	37 187
Impôts sur le revenu reportés	**910 066**	581 738
Participation minoritaire dans une filiale (note 2)	**787 450**	—
Actions privilégiées émises par une filiale (note 9)	**1 464 375**	1 464 375
Billets convertibles (note 10)	**461 767**	—

Avoir de l'actionnaire

Capital (note 11)		
Actions privilégiées	**864 772**	423 800
Actions ordinaires	**600 000**	580 000
	1 464 772	1 003 800
Bénéfices non répartis	**175 672**	110 799
	1 640 444	1 114 599
Engagements et passif éventuel (note 16)		
	$6 612 533	$3 766 766

PETRO-CANADA

Bilan consolidé

Au 31 décembre 1981

(en milliers de dollars)

Actif

	1981	1980
Actif à court terme		
Encaisse et dépôts à court terme	**$ 115 534**	$ 72 690
Comptes-clients	**587 476**	257 119
Stocks (note 3)	**474 017**	127 214
Dépôts et frais payés d'avance	**30 043**	25 642
	1 207 070	482 665
Placements (note 4)	**383 875**	291 817
Immobilisations, montant net (note 5)	**4 911 387**	2 950 741
Charges reportées (note 6)	**69 754**	41 543
Intérêts reportés (note 10)	**40 447**	—
	$6 612 533	$3 766 766

Approuvé au nom du conseil d'administration

Administrateur

Administrateur

Responsabilité de la direction pour les états financiers

Les états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus et appropriés dans les circonstances. La direction est également responsable des autres renseignements contenus dans le rapport annuel et qui correspondent, le cas échéant, à ceux contenus dans les états financiers. La direction est aussi responsable d'instaurer et de tenir un système de contrôle interne permettant de garantir raisonnablement la fourniture de renseignements financiers fiables. La Société a un service de vérification interne chargé d'examiner le système de contrôle interne pour s'assurer qu'il est adéquat et fonctionne convenablement.

Le conseil d'administration est tenu de s'assurer que la direction remplit ses obligations concernant les rapports financiers et le contrôle interne. Le conseil assume ses responsabilités par l'entremise de son comité de vérification, composé en majorité d'administrateurs qui ne sont pas à l'emploi de la Société. Le comité rencontre la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes au moins quatre fois par an pour s'assurer que les responsabilités sont convenablement assumées et pour examiner les états financiers.

Les vérificateurs externes, Peat, Marwick, Mitchell & Cie, effectuent un examen indépendant, conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et donnent leur avis sur les états financiers. Leur vérification comporte un examen et une évaluation du système de contrôle interne de la Société et des sondages et procédés appropriés pour s'assurer de façon raisonnable que les états financiers sont présentés fidèlement. Les vérificateurs externes ont pleinement accès au comité de vérification du conseil d'administration.

Rapport des vérificateurs

Peat, Marwick, Mitchell & Cie

À l'honorable Marc Lalonde, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1981 ainsi que les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1981 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Nous estimons également, en vertu de l'article 77(1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis, la Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre connaissance étaient de la compétence de la Société.

Peat, Marwick, Mitchell & Cie

Calgary, Canada
le 26 février 1982

Comptables agréés

Fonds disponibles pour réinvestissement

Au cours de 1981, Petro-Canada a généré des fonds disponibles pour réinvestissement de l'ordre de $188,6 millions. Ce montant consiste en fonds provenant de l'exploitation de $526,9 millions, plus des avances sur livraisons futures de gaz naturel de $8,8 millions moins les obligations sur la dette à long terme de $208,1 millions et les dividendes sur actions privilégiées de $139,0 millions.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations de 1981 ont atteint $709,9 millions, soit une augmentation de $270,4 millions, ou 61,5 pour cent sur 1980. Ces dépenses sont ventilées ainsi:

	millions
Exploration et exploitation de pétrole et de gaz	$425,5
Raffinage et mise en marché	74,2
Projets des sables bitumineux	50,3
Autres immobilisations	44,6
Placements (principalement Panarctic, Canertech et Westcoast)	88,7
Charges reportées (principalement les projets Gaz naturel liquéfié de l'Arctique, Pétrole lourd, sables pétrolifères et autres études de faisabilité)	26,6
	$709,9

Ces dépenses ont été financées par les fonds disponibles pour réinvestissement et par le produit de l'émission d'actions et de dette à long terme. Le droit de la Société à recevoir $138,8 millions du Programme d'encouragements pétroliers, provenant des dépenses en immobilisations admissibles, a été inclus au fonds de roulement.

Acquisition

Au cours de l'exercice, la Société a acquis 55,7 pour cent des actions en circulation de Petrofina Canada Inc., à laquelle on a par la suite donné le nom de Entreprises Petro-Canada Inc., et a fait une offre pour toutes les autres actions, offre qui demeure en vigueur jusqu'au 28 février 1983. Les résultats d'exploitation de l'ancienne Petrofina depuis le 12 mai 1981, date effective de l'acquisition, ont été inclus dans les états financiers consolidés. Le coût de l'acquisition s'élevait à $825,5 millions au 31 décembre 1981 et on estime que le coût d'acquisition du solde de 44,3 pour cent, compte tenu des rajustements pour refléter l'intérêt imputé et les versements de dividendes, sera de $787,4 millions. L'acquisition est financée par un accord de crédit obtenu d'une banque à charte canadienne, lequel crédit est en grande partie remboursé par les fonds du Compte de propriété canadienne pour lesquels la Société a émis des billets convertibles au gouvernement du Canada. Les billets seront convertis en actions ordinaires de la société à une date ultérieure.

Actif net

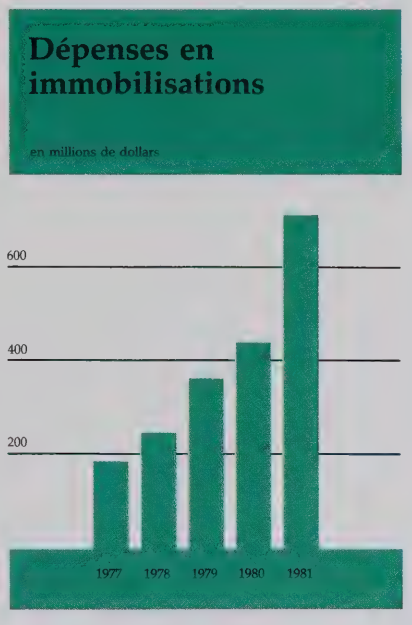
L'actif consolidé totalisait $6 612,5 millions au 31 décembre 1981 et se composait de: actif à court terme — $1 207,1 millions; placements (principalement Westcoast et Panarctic) — $383,9 millions; immobilisations — $4 911,4 millions; charges reportées (surtout des études de faisabilité) — $69,7 millions; et des intérêts reportés — $40,4 millions. On a déduit de l'actif consolidé $3 045,9 millions pour le passif, les impôts sur le revenu reportés et la participation minoritaire dans les Entreprises de même que $1 464,4 millions pour les actions privilégiées émises par Petro-Canada Exploration Inc., ce que nous donne un actif net de $2 102,2 millions, soit le placement du gouvernement du Canada dans la Société. Ce placement consiste en: billets qui seront convertis en actions ordinaires de la Société — $461,7 millions; actions privilégiées — $864,8 millions; actions ordinaires — $600,0 millions et bénéfices non répartis — $176,7 millions.

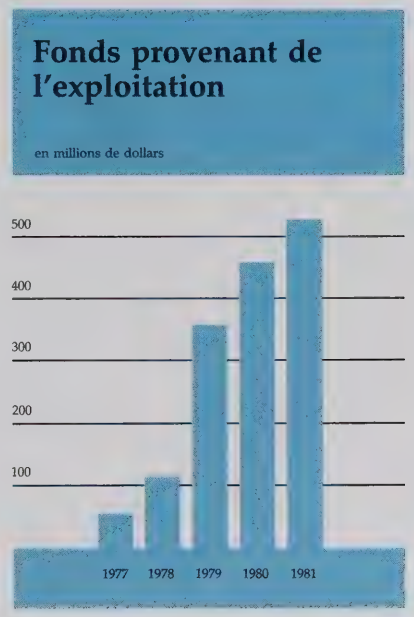
bénéfice, et elle devrait réduire les dépenses en immobilisations seulement du solde des droits au PEP, après déduction de la TRPG. Suivant cette formule, le bénéfice net de la Société, après versement des dividendes des actions privilégiées, se serait élevé à $106,1 millions en 1981, en regard de $55,7 millions en 1980, ce qui représente un accroissement de $50,4 millions ou de 90,5 pour cent.

Revenus

Les revenus d'exploitation de $2 646,4 millions englobent $707,6 millions en provenance de l'exploitation de l'ancienne Petrofina depuis la date d'acquisition. En faisant abstraction de cet apport aux revenus d'exploitation, les revenus qui demeurent, soit $1 938,8 millions, sont en hausse de $947,3 millions par rapport aux revenus de $991,5 millions affichés en 1980. Cet accroissement est attribuable en majeure partie à la prise en ligne de compte pour un exercice complet des revenus de pétrole brut mexicain, que la Société a importé en conformité des directives du gouvernement canadien. Ces revenus ont totalisé $680,0 millions en 1981 en comparaison de $11,8 millions en 1980. Le reste de la hausse, soit $279,1 millions, est attribuable à un chiffre d'affaires accru et à la hausse des prix dans le secteur des produits de pétrole raffiné et à la hausse des prix, accompagnée d'un léger relèvement du chiffre d'affaires, dans le secteur des dérivés liquides du gaz naturel.

Les prix accrus dans le secteur des ressources naturelles ont été grandement compensés par une réduction du volume de production de gaz, surtout en Colombie-Britannique, et par une production réduite de pétrole, suite au programme de coupures de l'Alberta. L'intérêt et les revenus divers de $48,4 millions proviennent surtout du placement d'un surplus temporaire d'encaisse. Le placement de la Société dans Westcoast Transmission Company Limited est responsable de presque toute la participation de $21,0 millions au bénéfice de sociétés affiliées. Les revenus totaux de l'exercice, de $2 715,8 millions, représentent





une augmentation de $1 680,6 millions sur les revenus de $1 035,2 millions atteints en 1980.

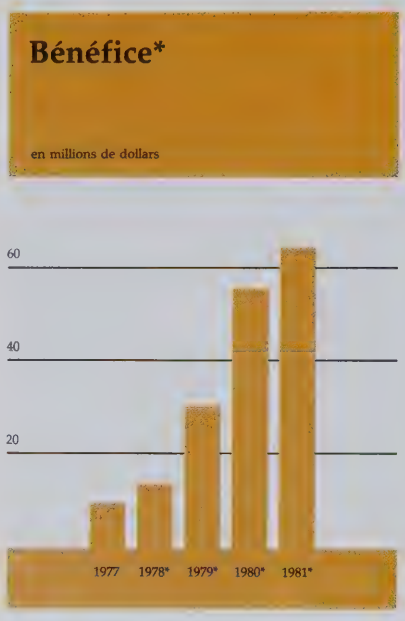
Frais

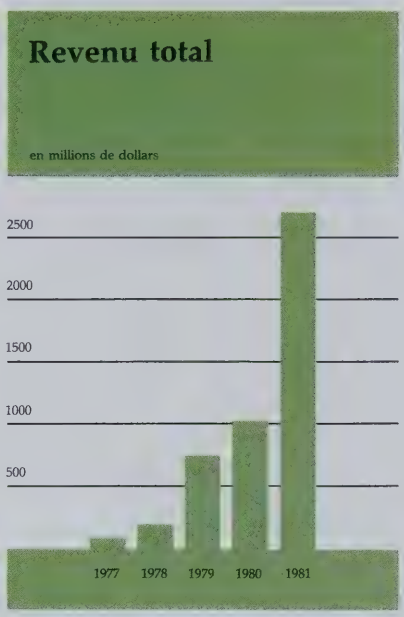
Les frais ont augmenté de $716,0 millions en 1980 à $2 286,8 millions et reflètent ainsi les achats de pétrole brut du Mexique pour un exercice entier; l'expansion considérable de l'exploitation résultant de l'acquisition de Petrofina; des volumes et des coûts accrus du pétrole brut acheté et des produits pour raffinage et mise en marché; l'introduction de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières et l'impact de l'inflation sur les frais.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation sont passés de $457,5 millions en 1980 à $526,9 millions en 1981, soit une augmentation de $69,4 millions ou 15,2%. Ce montant comprend le bénéfice avant dividendes de $203,8 millions plus les postes n'exigeant pas de sortie de caisse de $323,1 millions (impôts sur le revenu reportés de $175,3 millions; amortissement et épuisement de $157,1 millions moins des crédits nets de $9,3 millions).

Revue financière





* Après déduction des dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale.

L'accroissement important des revenus et du bénéfice de 1981 s'inscrit dans le cadre de la croissance soutenue de la Société qui repose sur des programmes de dépenses en immobilisations d'envergure et sur l'acquisition de Petrofina Canada Inc. au cours de l'exercice. Les résultats d'exploitation de l'ancienne Petrofina sont inclus aux états financiers pour la période ultérieure au 12 mai 1981, date de prise d'effet de l'acquisition.

Bénéfice

Le bénéfice avant impôts s'est chiffré à $429,0 millions par rapport à $319,2 millions en 1980, ce qui représente une hausse de 34,4 pour cent. La provision pour impôts sur le revenu de $225,2 millions s'est traduite en un bénéfice net de $203,8 millions, avant le versement de dividendes d'actions privilégiées d'une filiale, ce qui constitue une augmentation de $40,1 millions, soit 24,5 pour cent, en comparaison de l'exercice précédent. Les dividendes versés au titre des actions privilégiées, détenues par un groupe de banques à charte canadiennes, se sont élevés à $139,0 millions, ramenant à $64,9 millions le bénéfice net après le versement des dividendes. Celui-ci est donc en hausse de 16,5 pour cent des $55,7 millions qu'il était en 1980.

Le Programme énergétique national (PEN) prévoyait des dispositions relatives au Programme d'encouragements pétroliers (PEP) et à la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG). Aux fins du PEN, il est clairement énoncé que la TRPG est le mécanisme de financement du PEP, et il s'ensuit que les dispositions relatives à ces deux aspects du PEN constituent un programme intégré de telle sorte qu'une partie du PEP est financée par la Société même par le biais de la TRPG qu'elle verse. Le gouvernement permet aux entreprises de satisfaire à leur obligation de verser cette taxe en renonçant à leurs droits en vertu du PEP pour un montant équivalent. Il en résulte que l'on peut éviter le versement de toute TRPG à la condition d'avoir droit de bénéficier du PEP dans une mesure correspondante. Le programme PEP/TRPG est censé remplacer les anciennes incitations rattachées au régime fiscal qui prévoyait des allocations pour épuisement à porter sur l'état des résultats.

Le bénéfice de Petro-Canada a été calculé suivant une note d'orientation publiée en février 1982 par l'Institut Canadien des Comptable Agréés qui stipule que la TRPG soit comptabilisée en déduction du bénéfice et que les droits au PEP soient comptabilisés en déduction des dépenses en immobilisations. La Société est d'avis que ce traitement comptable ne tient pas compte de la nature d'auto-financement du programme PEP/TRPG, n'en indique pas l'incidence économique réelle et ne permet pas le calcul de résultats comparables à ceux des exercices antérieurs lorsque des allocations pour épuisement étaient prises en ligne de compte à l'état des résultats. La Société estime que, dans la mesure où elle peut bénéficier du PEP, elle devrait porter la TRPG en déduction des droits au PEP plutôt que de la retrancher du

Affaires sociales et environnementales

Depuis sa création, Petro-Canada s'intéresse vivement aux questions écologiques et sociales et à l'impact que les développements énergétiques peuvent créer. La Société s'est donc toujours efforcée d'en tenir compte aussi bien sur le plan de ses activités professionnelles que sur le plan de son action dans la collectivité. Cela lui a permis de devenir un des leaders dans ce domaine au sein des milieux d'affaires canadiens.

La Société estime que ses responsabilités l'obligent à accorder une importance fondamentale aux questions écologiques et sociales, à toutes les étapes de ses activités, c'est-à-dire aussi bien en ce qui concerne la planification, la prise de décision, les études d'ingénierie et la construction que la mise hors service de ses unités de production.

L'objectif de Petro-Canada est de veiller à ce que ses décisions d'exploitation des ressources naturelles soient prises dans le cadre d'un processus permettant l'expression des intérêts du public et des collectivités et favorisant les échanges d'informations entre les groupes intéressés et les groupes affectés par les divers projets. La Société encourage également les communications entre les organismes publics et privés, de façon à ce que le Canada puisse se doter des politiques et mécanismes réglementaires indispensables pour que l'exploitation de ses ressources énergétiques se fasse dans le respect des intérêts collectifs.

Son personnel des Affaires sociales et environnementales collabore donc avec ses groupes opérationnels afin de trouver des solutions pratiques et permanentes aux nombreux problèmes quotidiens qui se posent à travers le Canada. En outre, la Société participe aux activités de divers organismes soucieux de la protection de l'environnement et de l'élaboration de programmes d'urgence pour faire face aux crises éventuelles.



Puisqu'elle veut jouer un rôle positif au sein de la collectivité nationale, la Société gère également un programme de dons bien diversifié. Cela lui a permis d'offrir son soutien financier à un grand nombre d'organismes oeuvrant dans le domaine de la santé et du bien-être social, de l'enseignement, de la culture et de l'environnement, ainsi qu'à diverses manifestations sportives, civiques et autres.



Petro-Canada joue un rôle des plus actifs pour assurer que l'on tienne compte des préoccupations sociales et écologiques lors de la prise de décisions relatives à l'exploitation de ressources.

Responsabilités à l'égard de la collectivité







L'équipe d'employés de Petro-Canada représente l'actif le plus précieux de la Société. L'expansion rapide que lui a permise l'acquisition d'autres sociétés souligne encore davantage l'importance du personnel.



Ressources humaines

Suite à l'acquisition réalisée au cours de l'année, la Société a ajouté 1 500 employés à son personnel antérieur, ce qui signifie qu'elle emploie maintenant 5 800 personnes, à temps plein ou à temps partiel. Petro-Canada a commencé en 1981 la construction d'un complexe de bureaux à Calgary, afin d'y regrouper ses employés de plus en plus nombreux qui sont actuellement dispersés dans plus de 20 édifices différents de la ville. Ce nouveau complexe lui appartiendra à 50 p. cent.

Petro-Canada est avant tout une équipe d'employés professionnels et dynamiques. Chacune de ses entreprises et chacun de ses succès sont le fruit des efforts déployés par chacun de ses membres. C'est pourquoi elle reste déterminée à offrir à son personnel permanent le maximum de programmes de formation et de perfectionnement professionnels.

Le rôle de Petro-Canada dans l'exploration et l'exploitation des réserves canadiennes inclura la recherche d'applications concrètes aux technologies mises au point par la recherche fondamentale et appliquée.

Le charbon

Les activités de Petro-Canada dans les bassins houillers de l'Ouest du pays ont relativement peu avancé pendant l'année. Ainsi, un projet entrepris à Kipp, en Alberta, à 15 kilomètres au nord-est de Lethbridge, a dû être différé pendant une période de deux ans, par suite de problèmes de transport par chemins de fer.

Des études préliminaires d'exploration et d'ingénierie ont été achevées pendant l'année dans les bassins houillers de la Société à Monkman Pass, au nord-est de la Colombie-Britannique, de même que des études socio-économiques connexes. Les bassins de Monkman Pass constituent l'une des zones charbonnières les plus prometteuses du nord-est de la Colombie-Britannique. Les concessions portent sur 38 308 hectares et les réserves sont évaluées à 2,8 milliards de tonnes de charbon.

La Société détient en tout environ 200 000 hectares nets de terrains houillers dans le sud du pays et environ 1,6 million d'hectares nets dans l'Arctique.

La Société participe aussi à des relevés et à des études de faisabilité relatifs au charbon en Nouvelle-Écosse ainsi qu'à des relevés de schistes bitumineux au Nouveau-Brunswick.

Canertech

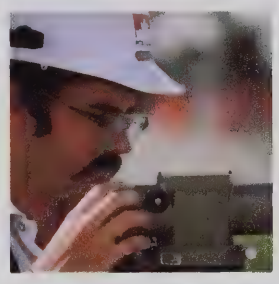
Canertech a été établie en 1980 comme filiale appartenant entièrement à Petro-Canada. Cette société, dont le siège social est à Winnipeg, au Manitoba, a entrepris sa première année d'exploitation avec un budget de $20 millions destiné à aider le développement de projets commerciaux reliés à l'énergie renouvelable



au Canada. On s'attend que Canertech devienne une société de la Couronne autonome en temps opportun.

Société Petro-Canada pour l'assistance internationale

Cette filiale qui appartient entièrement à Petro-Canada a été établie comme entreprise indépendante par le Gouvernement du Canada en 1981. Le Gouvernement lui accordera un budget distinct de celui de Petro-Canada dans le but de fournir de l'aide aux pays en développement pour leurs travaux d'exploration et d'exploitation de pétrole indigène et de gaz naturel.



Des études de faisabilité et des travaux préliminaires d'exploration ont été poursuivis sur les terrains houillers de la Société.

Recherches et autres activités









La recherche et le développement joueront un rôle croissant dans nos activités. On a déjà entrepris des travaux de recherche appliquée en laboratoire ainsi que dans les gisements.

1 mètre carré = 10,76 pieds carrés
1 kilomètre = 0,62 mille
1 hectare = 2,47 acres

Recherche fondamentale et appliquée

Depuis sa création, Petro-Canada déploie des efforts soutenus en matière de recherche fondamentale et appliquée. En 1980, elle avait ouvert sa première unité centralisée de recherche, dans un édifice de 6 130 mètres carrés. Fin 1981, son Conseil d'administration a approuvé l'expansion de cette unité de 6 130 mètres carrés par la construction d'un édifice contigu de 26 400 mètres carrés dans le Parc de la recherche de l'Université situé au nord-ouest de Calgary. Ces travaux d'agrandissement seront terminés en 1985 et permettront à la Société d'intensifier ses recherches pour améliorer les technologies d'exploration, de production et de valorisation du pétrole lourd.

La Société a consacré $66 millions en 1981 à ses activités de recherche et d'études techniques, ce qui représente 7,3 p. cent de son budget total d'investissement. Ces activités concernaient des projets pilotes d'exploitation des sables bitumineux, des services techniques et des projets de mise au point de procédés divers.

Le succès futur de Petro-Canada reposera sur sa capacité à relever une multitude de défis techniques, notamment pour assurer la pleine exploitation du potentiel des hydrocarbures. Cela est particulièrement vrai pour la production et le transport des réserves des régions reculées ainsi que pour la production et le traitement du pétrole lourd et des sables bitumineux.

Autres projets

Avec cinq autres compagnies, la Société participe au projet Carmont, destiné à étudier la construction d'une usine de valorisation du pétrole lourd à Montréal, à un coût de $1,5 milliard. Le projet a entrepris la réalisation des études de conception, de budgétisation, de recherche et de développement et, finalement, d'impact écologique du projet.

En 1981, Petro-Canada a continué à jouer son rôle d'agent d'importation du brut mexicain. Dans ce domaine, la responsabilité de la Société est d'acheter 7 900 mètres cubes de pétrole par jour et d'en assurer le transport et la livraison aux raffineries des provinces de l'Est. Cette quantité représente environ 9 p. cent des importations totales de pétrole brut du pays. Au cours des 15 premiers mois du contrat, comprenant toute l'année 1981, la Société a ainsi importé environ 2,9 millions de mètres cubes de pétrole mexicain, soit un peu moins que ce qui avait été prévu à cause de problèmes de transport et d'intempéries. Ce fut le premier accord d'État à État négocié par Petro-Canada.

À Terre-Neuve, Petro-Canada réalise une étude de faisabilité technique et économique sur la remise en marche de la raffinerie de Come-by-Chance, qui est actuellement hors service.

Marketing

La vente au détail d'essence et de carburants en tous genres est l'activité la plus visible de la Société. Avec l'acquisition de Petrofina Canada Inc., le réseau de détail de Petro-Canada s'est étendu aux provinces de l'Est. En janvier 1981, Petro-Canada acquérait Merit Oil Co. Ltd., un détaillant d'essence en Colombie-Britannique. Grâce à ses deux acquisitions, la Société comptait à la fin de l'année 1 504 points de vente.



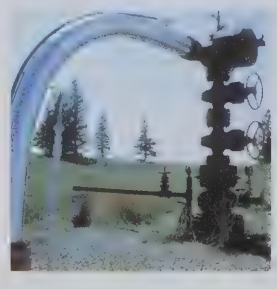
Le volume des produits pétroliers raffinés de la Société, qui était de 1 436 000 mètres cubes en 1980, a atteint 4 017 000 mètres cubes en 1981.

La réidentification des stations-service Fina a commencé à la fin de l'année en même temps que l'ouverture de stations à Montréal, Toronto et Halifax, dans le cadre d'un programme qui devrait être achevé vers le milieu de 1982. La réidentification des stations Merit a commencé en 1981 et sera terminée en 1982. La réaction du public a été très encourageante, puisque les stations rebaptisées ont connu une hausse globale de leurs ventes de 2 p. cent, malgré un déclin général de 3 p. cent dans le reste de l'industrie. En outre, pendant le dernier trimestre de l'année, la Société a reçu quatre fois plus de demandes de cartes de crédit que durant la même période l'an dernier.

Les débouchés de marketing de Petro-Canada dépassent le nombre de 1 500; ils sont situés dans chaque territoire et chaque province, sauf à Terre-Neuve.

1 mètre cube = 6.28 barils
1 mètre cube = 291,97 gallons
1 mètre cube = 35,31 pieds cubes





De la tête de puits au réservoir à essence, Petro-Canada est une société pétrolière complètement intégrée qui poursuit des travaux à l'échelle nationale.

À la fin de l'an dernier, on avait commencé la construction d'un viscoréducteur de 2 225 mètres cubes par jour, qui réduira d'environ 25 p. cent la production de combustibles lourds à la raffinerie de Pointe-aux-Trembles en les transformant en essence et en distillats moyens. Le projet, qui coûtera $35 millions, devrait être achevé fin 1982.

Selon des prévisions, la part des pétroles lourds dans l'offre mondiale de pétrole brut augmentera sensiblement au cours des années 1980. Au Canada, le bitume extrait des gisements de sables bitumineux et de pétrole lourd de l'ouest de la Saskatchewan et de l'Alberta constituera un élément très important du bilan énergétique national. Puisque ce bitume ne peut être raffiné qu'après avoir été valorisé, Petro-Canada a étudié pendant trois ans le procédé CANMET d'hydrocraquage des résidus, mis au point par le centre de recherches technologiques du ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources. En 1979, la Société obtenait un permis exclusif d'application de ce procédé.

Fin 1981, le Conseil d'administration de Petro-Canada a approuvé un budget de $117 millions pour la construction d'une usine où l'on mettra à l'essai le procédé CANMET: l'usine aura une capacité de 800 mètres cubes par jour. Cette usine, qui sera construite à la raffinerie de Pointe-aux-Trembles et entrera en production en 1984, jouera un rôle très important au sein de la raffinerie pour l'élimination des excédents de combustibles lourds, tout en constituant le premier projet commercial de démonstration du procédé CANMET.

La production pétrochimique de la raffinerie de Pointe-aux-Trembles a été de 237 339 millions de litres par suite de l'acquisition par Petro-Canada, ce qui a ajouté $102,5 millions aux revenus de la Société.

Au cours du dernier trimestre de 1981, la Société a vendu pour $16,9 millions à une compagnie canadienne son usine de polystyrène qui était adjacente à la raffinerie de Pointe-aux-Trembles.

Les revenus de l'usine de traitement par turbo-expansion que possède Petro-Canada à Empress, en Alberta, ont représenté une part importante de la marge brute d'autofinancement de la Société. Conçue pour l'extraction de produits liquides du gaz naturel, l'usine traite plus de la moitié du gaz expédié de l'Alberta vers les provinces de l'Est. En 1981, elle a récupéré 6 800 mètres cubes par jour de dérivés liquides, soit une hausse de 1 300 mètres cubes par jour par rapport à la production de 1980.

Une grande partie de l'éthane liquide est livrée par pipeline à une usine pétrochimique située près de Red Deer, en Alberta, alors qu'une partie est distribuée par le pipeline de Cochin, qui appartient pour 10 p. cent à Petro-Canada. Les liquides restants sont distribués par le propre pipeline de Petro-Canada, qui transporte 2 400 mètres cubes par jour de la frontière de l'Alberta à Winnipeg.

Mise au point-Marketing







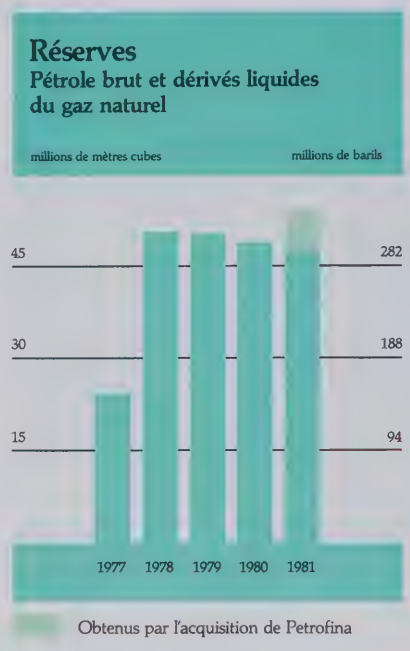
L'acquisition de Petrofina a ajouté une deuxième raffinerie et un personnel hautement qualifié à l'actif de Petro-Canada.

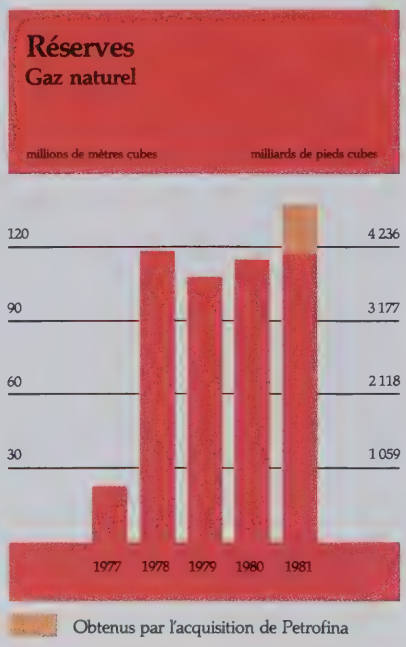


L'acquisition de Petrofina Canada Inc. a eu un impact considérable sur les activités de marketing et de fabrication de Petro-Canada, tant sur le plan de la production que sur le plan des résultats financiers. L'actif de Petrofina a sensiblement augmenté la capacité de raffinage de la Société par une addition de 13 500 mètres cubes par jour à la raffinerie de Pointe-aux-Trembles, au Québec, et a élargi sa zone de commercialisation à l'Est canadien. Le marketing et la fabrication deviendront des éléments de plus en plus importants des activités de la Société, en lui fournissant les ressources financières requises pour les projets longs et coûteux qu'elle entreprend aux frontières à la fois géographiques et technologiques de l'industrie pétrolière.

La fabrication

Petro-Canada a achevé en 1981 l'agrandissement de sa raffinerie de Taylor, en Colombie-Britannique, augmentant ainsi sa capacité de 700 mètres cubes par jour. Presque tous les éléments principaux de la raffinerie ont ainsi été transformés ou agrandis, de façon à en augmenter le facteur de charge de 28 p. cent, soit jusqu'à 3 200 mètres cubes par jour de fonctionnement effectif. La Société pourra ainsi mieux répondre à la demande du marché des provinces de l'Ouest.





1 mètre cube = 6,28 barils
1 mètre cube = 35,31 pieds cubes

de l'année, le groupe avait acquis des options d'achat de terrains dans deux secteurs susceptibles d'accueillir cette usine.

Réserves et production: statistiques

À la fin de l'année, les réserves prouvées de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel de Petro-Canada s'élevaient à 47,1 millions de mètres cubes. En 1981, la production de la Société a atteint 3,3 millions de mètres cubes (soit une moyenne de 8 992 mètres cubes par jour). Le total des additions et révisions apportées aux réserves existantes s'étant élevé à 1,7 million de mètres cubes, les réserves prouvées ont connu une diminution nette de 1,6 million de mètres cubes.

Les réserves prouvées de gaz naturel s'élevaient à la fin de l'année à 117,6 milliards de mètres cubes. En 1981, la production a atteint 3,3 milliards de mètres cubes (une moyenne de 8 947 milliers de mètres cubes par jour). Les additions et révisions apportées aux réserves existantes ayant totalisé 5,5 milliards de mètres cubes, les réserves prouvées ont connu une diminution nette de 2,2 milliards de mètres cubes.

Petro-Canada a également obtenu par l'acquisition de Petrofina 6,7 millions de mètres cubes de réserves prouvées de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel. Après calcul des révisions ou additions mineures, ces réserves prouvées ont donc connu une diminution nette de 0,8 million de mètres cubes pendant l'année.

L'acquisition de Petrofina a également apporté à Petro-Canada 19,7 milliards de mètres cubes de réserves prouvées de gaz naturel. La production additionnelle correspondante a atteint 0,6 milliard de mètres cubes. Les additions et révisions résultant des anciennes activités de Petrofina ont totalisé 0,5 milliard de mètres cubes, entraînant donc une diminution nette de réserves prouvées de 0,1 milliard de mètres cubes.

Au 31 décembre 1981, les réserves totales de Petro-Canada atteignaient 53,8 millions de mètres cubes de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel et 137,3 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

Le secteur international

En 1981, on a effectué des tests à une découverte importante réalisée durant l'année dans le bloc 30/3 du secteur norvégien de la mer du Nord, dans lequel Petro-Canada détient un intérêt de 5 p. cent. D'autres forages de délimitation y seront réalisés en 1982.

Des relevés sismiques ont été effectués avec des sociétés associées dans sept blocs au large des côtes de la République populaire de Chine, dont les résultats ont été communiqués au gouvernement chinois, lequel devrait lancer en 1982 un appel d'offres pour l'attribution des droits de forage.

Petro-Canada détient un intérêt de 7,58 p. cent dans le gisement de Casablanca, dans la Méditerranée espagnole.

Les réserves pour les gisements du golfe du Mexique étaient de 431,5 millions de mètres cubes de gaz naturel et 23 000 mètres cubes de dérivés liquides du gaz naturel.

Couronne de l'Alberta, a été de 750 000 mètres cubes.

On a commencé les travaux de design pour un programme de débloquage qui permettrait à l'usine d'atteindre le niveau permis de 20 560 mètres cubes par jour calendaire. On s'attend de compléter ces travaux en 1986. On projette également d'améliorer la stabilité et la fiabilité des travaux et de réduire les coûts d'exploitation.

L'acquisition de Petrofina a porté à 17 p. cent l'intérêt que détenait la Société dans le projet Alsands. À la fin de l'année, les travaux n'avaient pas encore dépassé l'étape préliminaire, les responsables attendant la négociation d'un accord fédéral-provincial. L'achèvement de la construction de ce projet est maintenant reporté à la fin de 1988, ou au début de 1989.

Petro-Canada détient un intérêt de 50 p. cent dans le projet Canstar qui étudie la construction possible de la toute première usine d'exploitation de sables pétrolifères entièrement canadienne.

Réserves prouvées de gaz naturel (avant redevances)

	1977	1978	1979	1980	1981
Ouest du Canada			(millions de mètres cubes)		
Colombie-Britannique	*	54 480.1	45 576.2	50 955.3	49 809.6
Alberta	*	63 945.8	61 955.9	64 125.2	87 139.3
Saskatchewan	*	244.3	276.7	312.3	320.8
Sous-total	23 123.0	118 670.2	107 808.8	115 392.8	137 269.7
Secteur international					
Golfe du Mexique (É.-U.)	0.0	0.0	0.0	485.3	431.5

Réserves prouvées de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel (avant redevances)

	1977	1978	1979	1980	1981
Ouest du Canada			(milliers de mètres cubes)		
Colombie-Britannique	*	4 021.5	3 941.8	3 912.4	4 037.3
Alberta	*	45 966.4	46 109.0	43 874.5	48 209.9
Saskatchewan	*	533.2	352.2	865.6	1 567.7
Manitoba	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5
Sous-total	24 127.0	50 521.1	50 403.0	48 652.5	53 826.4
Secteur international					
Espagne	0.0	1 003.2	1 029.6	974.2	917.3

*pas disponible

Le pétrole lourd

Petro-Canada s'est attaquée avec détermination aux nombreux défis que représente l'exploitation des gisements de pétrole lourd, car ceux-ci sont susceptibles d'apporter une contribution très importante à la politique nationale d'autosuffisance énergétique.

Le rôle de la Société dans ce domaine consiste à évaluer le potentiel commercial des réserves existantes et à aider et encourager le secteur privé à en entreprendre l'exploitation.

La Société assure la direction de cinq projets pilotes distincts d'exploitation thermale du pétrole lourd. En 1981, elle a terminé la construction du projet pilote de Primrose Lake, qui est un projet Petro-Canada à 100 p. cent dont le coût total s'élèvera à $34 millions et qui permettra de tester une méthode d'injection cyclique de vapeur dans huit puits en 1982.

Un autre projet pilote important relatif au pétrole lourd est en cours de réalisation à Cactus Lake, en Saskatchewan, et Petro-Canada partage avec deux associées des pourcentages égaux de participation. Des tests de récupération par combustion *in situ* seront réalisés dans ce gisement actuellement en production primaire.

À Muriel Lake et à Kinsella, en Alberta, la Société participe à deux projets pilotes distincts relatifs au pétrole lourd qui visent à étudier les techniques et taux de récupération. D'autres projets pilotes sont en cours d'élaboration pour la région de Kinsella et l'on a alloué environ $20 millions pour continuer les travaux.

Petro-Canada participe en outre avec quatre autres sociétés à un projet de construction d'une usine de valorisation du pétrole lourd en Saskatchewan. À la fin

1 kilomètre = 0,62 mille
1 hectare = 2,47 acres
1 mètre cube = 6,28 barils
1 mètre cube = 35,31 pieds cubes







La maintenance de l'équipement et de l'usine, l'expansion des installations existantes et la routine quotidienne font partie du secteur production de l'industrie pétrolière.

East Weasel, à 90 kilomètres au nord de Fort St. John, afin de permettre en même temps la production de pétrole et de gaz.

Au gisement de Bellshill Lake, dix puits additionnels ont été forés et complétés, ce qui augmentera la production et la récupération finale.

Les sables bitumineux

À titre de titulaire important de concessions de sables bitumineux, Petro-Canada en assure l'exploitation de deux manières: par mines à ciel ouvert et par récupération *in situ*.

Dans les gisements ne pouvant être exploités par méthodes minières directes, Petro-Canada a terminé, à titre de société exploitante, l'installation du procédé pilote d'exploitation minière *in situ*, au nord de Fort McMurray. Ce projet pilote mettait à l'essai des techniques de forage à l'horizontale et d'exploitation des sables bitumineux par stimulation à la vapeur.

Dans un autre projet *in situ* géré par Petro-Canada pour PCEJ, on a atteint les objectifs fixés pour la troisième année d'un programme de cinq ans — soit mettre à l'essai un procédé breveté d'exploitation par préchauffage à l'électricité et déplacement à la vapeur. Quatre puits ont ainsi été préchauffés à l'électricité et les responsables préparaient à la fin de l'année les travaux de réaménagement des quatre puits électrodes dans le but de commencer la production par déplacement à la vapeur.

Petro-Canada détient un intérêt dans environ 15 p. cent de tous les permis d'exploitation des sables bitumineux par méthodes minières directes qui ont été accordés — soit sur 36 000 hectares.

La Société participe aux travaux de trois projets pouvant être exploités par des méthodes minières: Syncrude Canada Limited, Alsands Energy Ltd. et Canstar Oil Sands Ltd.

Au cours de 1981, la Société a augmenté son intérêt dans le Projet Syncrude à 17 p. cent grâce à son acquisition de Petrofina. Durant l'année, les propriétaires ont investi $128 millions dans l'usine et on a rapporté des progrès considérables dans les secteurs de productivité des draglines et des systèmes de récupération des roues-pelles ainsi que dans la stabilité opérationnelle des procédés de valorisation.

En dépit de problèmes d'exploitation survenus en décembre, l'usine a expédié 4,7 millions de mètres cubes de brut synthétique. La part de la Société, avant provision pour les redevances de la

pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel et de 10 718 milliers de mètres cubes de gaz naturel.

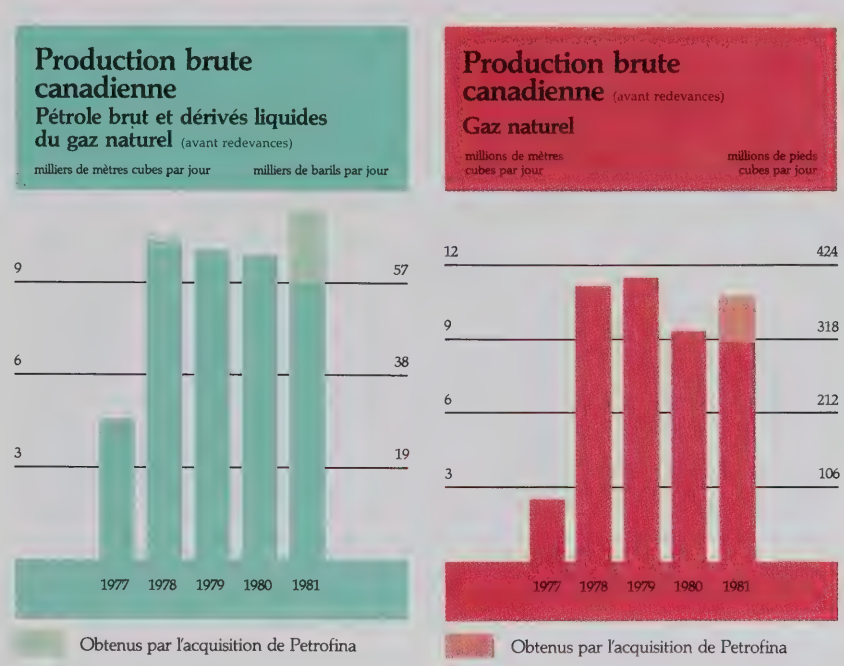
La production pétrolière de la Société a diminué par rapport aux prévisions par suite de la réduction de production imposée par la Commission de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta. La production du gaz naturel est restée inférieure aux capacités, du fait du fléchissement prolongé de la demande à l'exportation pour le gaz naturel, notamment en Colombie-Britannique, qui représente une part importante de la production gazière de la Société.

Petro-Canada a poursuivi son programme intensif de forages d'exploitation, en participant à 231 forages bruts, dont 203 ont été achevés pour la production de pétrole ou de gaz naturel.

En 1981, Petro-Canada a achevé la construction d'installations importantes à Brazeau et à East Kaybob, en Alberta. L'usine centrale de traitement du pétrole et de conservation du gaz naturel de Brazeau a été agrandie pour permettre le traitement des quantités plus importantes de pétrole et de gaz naturel produites par l'injection de fluides miscibles dans les réservoirs pétroliers de Nisku. Grâce à ce projet, Petro-Canada réussira presque à doubler la récupération du pétrole dans ces réservoirs.

À l'usine de gaz de Kaybob, à 160 kilomètres au nord-ouest d'Edmonton, les travaux d'agrandissement ont permis de commencer le traitement de 280 000 mètres cubes par jour en 1981. Grâce à la nouvelle usine de traitement et de réinjection, la capacité totale de l'usine est passée à environ 2 millions de mètres cubes par jour de gaz corrosif et non corrosif, dont environ 280 000 mètres cubes sont réinjectés dans le réservoir de Kaybob East, afin d'y maintenir la pression voulue pour augmenter la production des dérivés du gaz naturel.

À Hanlan, dans les contreforts des Rocheuses de l'ouest central de l'Alberta, une société associée à Petro-Canada a commencé la construction d'une grande usine de gaz naturel.



Petro-Canada détient un intérêt actif d'environ 21 p. cent dans le projet global et de 31 p. cent dans l'usine. En 1981, la Société a fait un investissement net de $14,5 millions dans ce projet, dont le coût total net devrait s'élever à $78 millions. L'usine devrait entrer en production au début de 1983, avec un débit de 1,08 million de mètres cubes par jour de gaz commercialisable (débit net pour Petro-Canada).

Dans les gisements de Medicine Hat-Alderson, au sud-est de l'Alberta, Petro-Canada a foré et relié 68 puits de gaz naturel afin d'augmenter les débits de production prévus par contrats dans cette région. L'usine de gaz de Gilby, à l'ouest de Red Deer, a été modifiée afin de récupérer 125 mètres cubes par jour de propane et butane, ainsi que du condensat supplémentaire. À l'usine de Wildcat Hills, le groupe compresseur a été considérablement modifié afin de maintenir la capacité au niveau de 2 630 milliers de mètres cubes par jour.

En Colombie-Britannique, la Société a terminé l'installation des groupes compresseurs à Siphon, Stoddart et North Pine, au nord et au nord-est de Fort St. John, ce qui lui permettra de maintenir les débits prévus par contrats dans ces régions. Les travaux d'installation d'une batterie centrale de traitement ont été terminés à

1 hectare = 2.47 acres
1 kilomètre = 0,62 mille
1 mètre cube = 6,28 barils
1 mètre cube = 35,31 pieds cubes

L'Ouest du Canada



- Principales régions de production
- Principaux travaux relatifs au pétrole lourd / aux sables pétrolifères
- Principaux travaux "en aval"
- Principales régions d'exploration



Un foreur surveille de près les travaux de forage.

pétrolières les plus prolifiques de l'Alberta; le bassin de Shekilie-Zama et celui de Peace River Arch. Dans le bassin de Shekilie-Zama, la Société a foré un puits pétrolier productif et a acquis 2 888 hectares nets. La Société a également participé aux travaux sismiques réalisés sur 730 kilomètres.

Dans le bassin pétrolier de Peace River Arch, Petro-Canada a ajouté 36 794 hectares nets à ses intérêts fonciers déjà importants, a participé à sept découvertes de pétrole et effectué des recherches sismiques sur 380 kilomètres.

En Colombie-Britannique, ses activités ont porté sur la recherche de gisements pétroliers conventionnels ou de gisements susceptibles de renfermer des réserves importantes de gaz. Un programme de recherches sismiques a été entrepris dans la région de Peejay et deux importants puits de gaz naturel ont été découverts: l'un dans les contreforts des Rocheuses dans la région de Oetco et l'autre à Laprise.

La Société a poursuivi ses travaux d'évaluation géophysique dans le Bassin cambrien, prolifique en pétrole, au nord de Norman Wells, dans les Territoires du Nord-Ouest. Cette partie des Territoires du Nord-Ouest, que l'on appelle les Plaines septentrionales de l'intérieur, est dotée des caractéristiques géophysiques nécessaires à la formation des hydrocarbures.

Neuf permis d'exploration, couvrant en tout 6,52 millions d'hectares nets, ont été attribués à Petro-Canada dans les Territoires du Nord-Ouest. Conformément au programme négocié, deux de ces permis devront faire l'objet de travaux d'exploration immédiats. Pour les sept autres, les travaux seront différés pendant une période de deux ans afin de faciliter les négociations entreprises avec les Déné et les Métis de la Vallée du Mackenzie au sujet de leurs revendications territoriales.

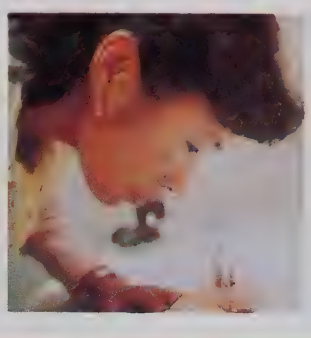
Au Québec, Petro-Canada a concentré ses travaux d'exploration dans trois régions: les basses terres du Saint-Laurent, où trois puits ont été forés, la Péninsule de Gaspé, où un puits l'a été, et l'estuaire du fleuve, où des recherches sismiques ont été effectuées. Deux des puits forés dans les basses terres, près de la ville de Bécancour, ont révélé des traces de gaz. D'autres tests sont prévus pour en évaluer l'importance.

Avec deux sociétés associées, Petro-Canada a acquis 20 000 hectares bruts au sud-est de London, en Ontario en 1980 et en 1981. Le groupe y a réalisé un programme de recherches sismiques sur 105 kilomètres et y a foré un puits en 1981.

La production

L'une des principales activités de Petro-Canada en 1981 a été l'intégration de l'actif de Petrofina, notamment des unités importantes de production de gaz de Wildcat Hills et de Windfall et de production pétrolière du gisement de Redwater. La plupart des terrains productifs acquis étaient proches d'unités de production existantes de Petro-Canada. L'intégration a ajouté 2 310 mètres cubes par jour de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel et 1 771 milliers de mètres cubes par jour de gaz naturel, ce qui donne une production totale quotidienne pour Petro-Canada de 11 302 mètres cubes de

Le Canada continental









Les contreforts de l'Alberta offrent un "environnement" spectaculaire pour le forage. Petro-Canada poursuit des travaux actifs d'exploration de pétrole et de gaz naturel dans le sud du Canada.

1 mètre cube = 35,31 pieds cubes
1 hectare = 2,47 acres
1 kilomètre = 0,62 mille

L'exploration

L'acquisition de Petrofina a considérablement augmenté l'actif des terres de la Société en 1981. Petrofina a en effet apporté 1,48 million d'hectares nets de terres à Petro-Canada, lui offrant ainsi des possibilités plus vastes d'exploration dans l'Ouest canadien, l'Arctique et le golfe du Saint-Laurent. De plus, Petro-Canada a acheté 79 125 hectares nets lors des ventes de terres provinciales de la Couronne.

L'exploration a constitué une partie importante des activités de la Société à l'intérieur des provinces en 1981. En effet, 173 puits exploratoires ont été forés dans l'Ouest du pays, dont 41 de gaz naturel et 38 de pétrole; 88 ont été abandonnés parce que stériles, et les travaux ont été interrompus pour les six derniers en attendant des évaluations plus précises. Neuf équipes ont effectué des recherches géophysiques pour la Société, lui permettant d'obtenir de nouvelles données sismiques sur 2 684 kilomètres. En outre, des sociétés associées ont complété des recherches sismiques sur 2 137 kilomètres.

Petro-Canada a été l'une des sociétés les plus actives dans les deux zones

Îles de l'Arctique



- Terres à intérêt conjoint
- Gisement de pétrole
- Gisement de gaz
- Puits de pétrole et de gaz
- Puits de gaz

Le Projet pilote de l'Arctique

Le Projet pilote de l'Arctique, qu'exploite Petro-Canada, a franchi deux étapes d'audiences fédérales-provinciales conjointes en 1981 avant les audiences publiques de l'Office national de l'énergie en février 1982. De plus, le Projet s'est volontairement soumis à des examens par Transports Canada du design des méthaniers et des terminaux.

Le Projet s'est conçu pour évaluer la faisabilité de production de gaz naturel dans les îles de l'Arctique, de transport de ce gaz par un gazoduc souterrain de 160 kilomètres de longueur, de sa liquéfaction, puis de son expédition, par méthaniers brise-glace, vers une usine de regazéification au sud du Canada, le tout à longueur d'année.

Petro-Canada, qui détient un intérêt de 37,5 p. cent dans le Projet, en est le leader pour un groupe de sociétés canadiennes des pétroles et de transport.

Si l'Office national de l'énergie approuve les éléments techniques et économiques du Projet, la dernière étape consistera à obtenir l'approbation du cabinet fédéral. La mise en oeuvre du Projet de $2,1 milliards durera ensuite quatre ans et permettra pendant une période d'exploitation de 20 ans de transporter quotidiennement neuf millions de mètres cubes de gaz naturel de l'Arctique.



C'était la première fois que l'on assistait à un jaillissement de pétrole des roches mésozoïques de l'Arctique. Les deux ont été abandonnés.

Le puits Maclean I-72, à 25 kilomètres à l'est de l'île Lougheed, a également donné lieu à une découverte de gaz naturel et de condensat. Mais le puits le plus encourageant fut de loin le Cisco B-66, à 18 kilomètres à l'ouest de l'île Lougheed, d'où a jailli du pétrole à un débit de 250 mètres cubes par jour.

Petro-Canada a participé par l'intermédiaire de Panarctic Oils à deux autres puits dans les îles de l'Arctique.

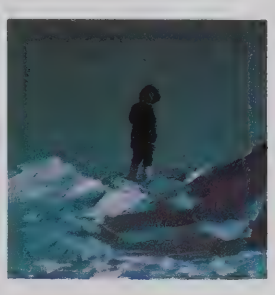
La Société a aussi participé dans une proportion de 14,2 p. cent au forage de Alerk P-23 ainsi qu'à des travaux sismiques dans la mer de Beaufort à proximité des côtes. Le puits, foré depuis une île artificielle construite en 1980, s'est révélé stérile et a donc été abandonné.

Deux autres îles artificielles ont été construites dans la mer de Beaufort pour les forages qui seront entrepris en 1982 avec la participation de Petro-Canada.

Superficie des terres

(en hectares)

	Bruts	Nets
Provinces		
Colombie-Britannique	1 560 169	833 071
Alberta	3 945 722	2 009 065
Saskatchewan	252 718	112 184
Manitoba	148 528	74 555
Ontario	64 318	51 083
Québec	1 362 110	705 690
Régions reculées		
T. du N.-O. et Beaufort	10 859 893	7 760 298
Îles de l'Arctique	10 177 968	1 886 588
Offshore de la côte Est	36 223 710	19 030 697
Secteur international	626 169	73 010







Même si les défis sont multiples, l'exploration dans l'Extrême-Arctique représente un potentiel croissant pour l'exploitation des ressources de chaque nouvelle découverte.

1 kilomètre = 0,62 mille
1 mètre cube = 6,28 barils
1 hectare = 2,47 acres





Lorsque les icebergs menacent de nuire à l'exploration sous-marine, ils sont toués vers une nouvelle direction par des ravitailleurs. Cette jeune Inuit fait partie de la nouvelle génération qui assistera au début de l'exploitation des ressources dans les régions reculées.

Le Plateau continental du Labrador

À titre d'exploitante du Groupe Labrador, Petro-Canada a fait travailler trois navires de forage au large du Labrador durant l'année et y a découvert des traces de pétrole pour la première fois, confirmant ainsi le potentiel de cette région de la côte Est en matière d'hydrocarbures.

La reprise des travaux de forage au puits I-05 de Petro-Canada et al North Leif, à 178 kilomètres à l'est de Cartwright, a permis de récupérer de petites quantités de pétrole dans une région où l'on a déjà circonscrit d'autres structures prometteuses.

La reprise du forage du puits Bjarni O-82, à 160 kilomètres à l'est de Hopedale, a permis d'effectuer des tests confirmant la présence de gaz naturel et de condensat. Le même processus a aussi permis de découvrir du gaz au puits North Bjarni F-06, à huit kilomètres au nord-ouest de Bjarni O-82. La zone de gaz naturel ainsi identifiée est suffisamment importante pour justifier une évaluation plus complète en 1982.

Le puits Rut H-11, à 65 kilomètres au nord-est de Saglek, était le plus septentrional des puits forés pendant cette saison, mais les travaux ont dû être interrompus, à cause des intempéries. Ils reprendront en 1982.

Le cinquième forage entrepris cette saison fut le Corte-Real P-85, à 145 kilomètres au nord-est de Hopedale. Le début des travaux tard dans la saison n'en a permis que le cuvelage initial. Les travaux reprendront en 1982.

À titre d'exploitante du Groupe Labrador et de participante à d'autres programmes, la Société a également effectué des recherches sismiques sur le Plateau continental du Labrador.

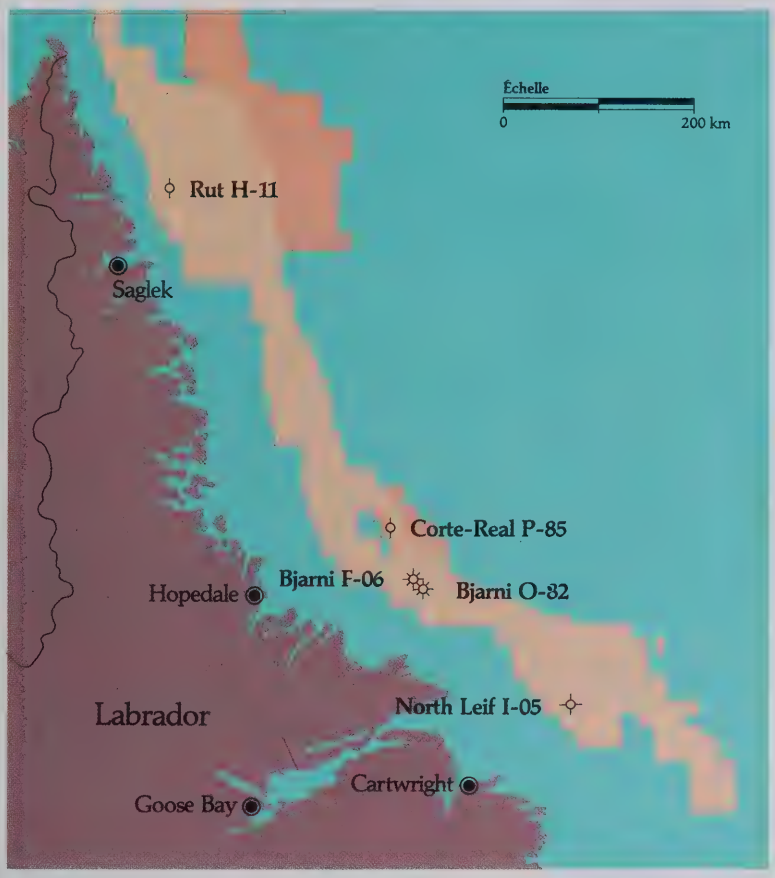
L'Arctique

En 1981, le programme d'exploration de Petro-Canada dans les îles de l'Arctique comprenait des travaux comme membre du Groupe d'exploration des îles de l'Arctique (AIEG), et comme l'un des actionnaires principaux de Panarctic Oils Ltd.

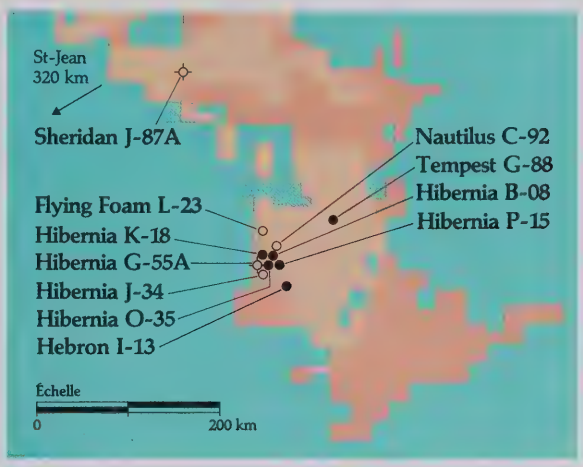
Le groupe AIEG dirigé par Panarctic a foré trois puits dans l'Arctique, afin de respecter les critères de participation définis pour cette superficie. Ces trois puits ont permis de découvrir du pétrole et du gaz naturel. Même si d'autres puits de délimitation seront nécessaires pour déterminer la rentabilité de ces réserves, elles constituent déjà une nouvelle possibilité de production de pétrole et de gaz naturel dans l'Extrême-Arctique.

Le premier de ces trois puits à révéler la présence d'hydrocarbures fut le Skate B-80, à 18 kilomètres nord-est de l'île Lougheed et à 83 kilomètres au nord-est de la découverte de gaz naturel faite à Whitefish en 1979-80. Le Skate B-80 a testé les sables de King Christian, là même où on avait découvert le puits prolifique de Whitefish.

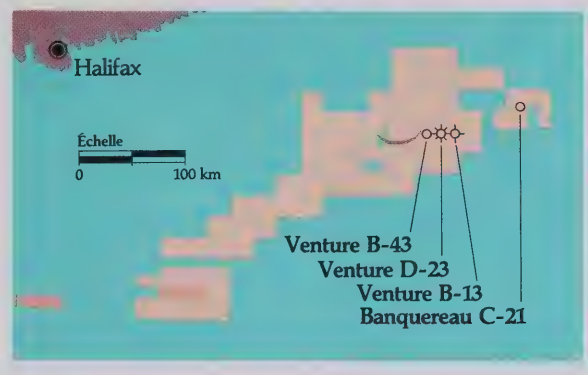
Région du Labrador



Région de Hibernia



Bassin Sable



Le troisième puits de délimitation, Hibernia K-18, a produit du pétrole provenant de sables semblables à ceux du puits P-15. Le K-18 n'étant situé qu'à cinq kilomètres au nord du P-15, cela confirme le prolongement vers le nord-ouest de la structure pétrolifère d'Hibernia.

Trois puits de reconnaissance ont également été forés au large du Grand Banc sur des structures distinctes d'Hibernia. Petro-Canada a participé à une découverte de pétrole au puits Hebron I-13, à 37 kilomètres au sud-est d'Hibernia, dans la même structure que le Ben Nevis I-45, qui avait permis de découvrir du pétrole et du gaz en 1980.

Le South Tempest G-88, percé à la fin de 1980, a également été foré sur une structure distincte, à environ 80 kilomètres au nord-est d'Hibernia. Les tests de ce puits ont été interrompus à cause de certains problèmes. D'autres forages seront nécessaires pour déterminer la rentabilité de cette structure et celle de structures connexes.

Le Sheridan J-87, foré à 210 kilomètres au nord-ouest des découvertes d'Hibernia, n'a révélé aucune trace d'hydrocarbures et a donc été abandonné à la fin de l'année.

Fin 1981, trois puits étaient en cours de forage dans la région du Grand Banc: le puits de délimitation Hibernia J-34, à deux kilomètres au sud du Hibernia O-35, et les puits de reconnaissance Nautilus C-92, à sept kilomètres au nord du Hibernia K-18, et West Flying Foam L-23, également situé sur une structure distincte, à 35 kilomètres au nord-ouest du gisement Hibernia.

À la fin de l'année, le Hibernia J-34 avait pénétré une couche importante de sables imprégnés d'hydrocarbures. Le Nautilus C-92 a également révélé des traces d'hydrocarbures.

- Droits préférentiels
- Terres à intérêt conjoint
- Puits de pétrole
- Puits de gaz
- Site de forage
- Stérile et abandonné
- Suspendu





L'exploration sous-marine représente des risques élevés et des efforts coûteux qui requièrent du temps, de l'expertise et de la patience.

1 kilomètre = 0,62 mille

Au large de la côte Est du Canada



La Plateau continental de la Nouvelle-Écosse

En 1981, Petro-Canada a pris une initiative très importante en matière d'exploration marine, en organisant et en dirigeant le Groupe Banquereau, constitué de neuf sociétés canadiennes. Petro-Canada, qui détient un intérêt de 40 p. cent dans ce Groupe, a crée ce consortium pour aider les sociétés canadiennes, grandes et petites, à investir dans les activités de prospection et d'exploitation au large de la côte Est du pays.

Avec une plate-forme semi-submersible de propriété canadienne dont Petro-Canada détient un contrat de location à long terme, le Groupe Banquereau perçait a la fin de l'année son premier puits, le Banquereau C-21, à 395 kilomètres au large de Halifax.

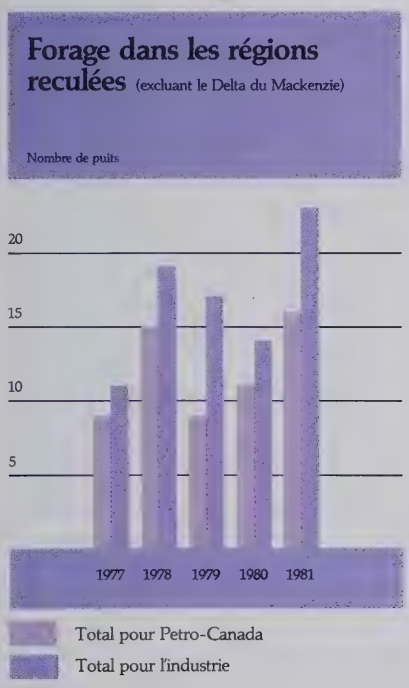
La Société a également participé au forage de deux autres puits sur le Plateau continental de la Nouvelle-Écosse. Le puits de délimitation Venture B-13, situé à trois kilomètres au nord-est du fructueux Venture D-23 de 1979, a permis de découvrir des réserves supplémentaires de gaz naturel et de condensat. Quant au Venture B-43 percé sur la même structure à trois kilomètres à l'ouest du D-23, il était en cours de forage à la fin de l'année. Ces puits de délimitation font partie d'un programme soutenu de forage destiné à établir la viabilité économique des réserves de la région de l'île de Sable.





Un personnel bien formé et un équipement adéquat constituent une base solide pour les travaux de forage effectués au large des côtes. Petro-Canada a agi comme exploitante de deux programmes de forage sous-marin au cours de 1981.

1 kilomètre = 0,62 mille



Le Grand Banc

Six puits ont été achevés dans la région du Grand Banc au cours de 1981 et trois autres étaient en cours de forage à la fin de l'année. La Société détenait un intérêt de 25 p. cent dans tous les travaux de forage effectués sur le Grand Banc en 1981.

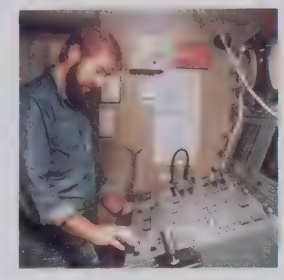
Les tests du puits de délimitation Hibernia B-08 se sont terminés au début de l'année. Ce puits, qui constituait la première découverte de gaz libre dans la structure d'Hibernia, s'est également avéré le puits de pétrole le plus productif du Grand Banc jusqu'à présent, ce qui contribue sûrement à établir la rentabilité de ce gisement global.

Le puits Hibernia G-55A, situé a huit kilomètres au nord-ouest du gisement découvert en 1979 à Hibernia P-15, s'est révélé stérile et a donc été bouché puis abandonné.

L'exploration dans les régions reculées







Les navires de forage à positionnement dynamique qui sont utilisés au large de la côte du Labrador durant l'été sont appuyés par des ravitailleurs et des hélicoptères. Durant la saison de 1981, Petro-Canada a fait travailler trois de ces navires de forage.



Petro-Canada a joué un rôle très dynamique en 1981 dans l'exploration des régions reculées du Canada, à titre de société participante et exploitante.

Petro-Canada a maintenu le record qu'elle avait établi dans le passé de participer à la plupart des forages exploratoires entrepris dans les régions marines du Canada et dans les îles de l'Arctique. En 1981, la Société a participé à 16 des 23 forages de cette nature entrepris par l'industrie, dont les 10 entrepris sur la côte Est du Canada.

L'année 1981 a également été marquée par le début des travaux de construction d'une plate-forme de forage semi-submersible à positionnement dynamique, de classe mondiale, dont Petro-Canada est propriétaire à 50 p. cent. Cette plate-forme, qui doit lui être livrée au début de 1983, constituera un élément important de son programme d'exploration au large de la côte Est.

Oui, il existe des réserves de pétrole et de gaz dans ces régions. Nous en découvrons des quantités intéressantes et à des endroits qu'on peut qualifier de prometteurs du point de vue commercial. Nous croyons que l'importance et les caractéristiques des réserves d'hydrocarbures découvertes dans le Grand Banc et sur le Plateau continental de la Nouvelle-Écosse paraissent suffisamment bien établies pour qu'on puisse les juger aptes à être commercialisées. Selon nous, cela s'est produit beaucoup plus tôt que si Petro-Canada n'avait pas joué un rôle aussi dynamique dans les régions reculées depuis les cinq dernières années. Les risques assumés au cours des années 70 s'avéreront fructueux pour tous les Canadiens dans les décennies futures.

Petro-Canada a également consacré une part plus importante de son budget à des activités d'exploitation des sables bitumineux et des pétroles lourds. La Société est ainsi intervenue, à titre d'associée, pour que se poursuivent l'exploitation de l'usine Syncrude et la préparation des projets Alsands et Canstar. De même, ses activités passées et présentes dans le domaine des pétroles lourds, sur le plan de la recherche, de l'exploration et de la valorisation, dans le but de les rendre commercialisables, confirment que leur exploitation demeure l'une de ses priorités.

Le Programme énergétique national est entré en vigueur en octobre 1980. Certains de ses éléments ont été adoptés par le Parlement dans le cadre du bill C-48 et d'autres feront partie du programme législatif de 1982. Petro-Canada en appuie les principes fondamentaux et s'est efforcée de collaborer à la réalisation de ses objectifs, tout en utilisant les incitations qu'il offre, pour être encore mieux à même d'agir dans cette voie.

Il importe également de mentionner que Petro-Canada consacre une part importante de ses fonds propres à la réalisation des objectifs nationaux qui lui ont été attribués par le Parlement. En 1982, environ 70 p. cent de son budget d'investissement seront financés à même ses propres fonds et par le paiement des encouragements pétroliers. Cela signifie que les profits que tire la Société de ses diverses activités, c'est-à-dire aussi bien de la vente d'essence que de la production de pétrole et de gaz naturel, sont réinvestis dans les secteurs qu'elle juge prioritaires, telle l'exploration dans les régions reculées. Nous pensons qu'il est essentiel que Petro-Canada continue ainsi à réinvestir ses ressources financières propres, car cela lui a permis, au cours des cinq dernières années, de constituer une nouvelle source de capitaux pour le financement d'activités nécessaires à la résolution des problèmes énergétiques canadiens.

En terminant, j'aimerais rendre hommage à tous les employés de la Société, c'est-à-dire aussi bien aux 1 500 nouveaux qui viennent de se joindre à nous qu'aux «anciens» qui travaillent pour Petro-Canada depuis cinq ans.

Ils représentent tous pour la Société un capital précieux sur le plan professionnel et ils ont fait preuve d'un dévouement et d'une compréhension remarquables face aux nombreux changements qu'a connus la Société, du fait de sa croissance extraordinaire pendant les six dernières années.

Le président du Conseil d'administration et directeur général,



W. H. Hopper

le 31 mars 1982

Message du président du Conseil d'administration et directeur général

Au nom du Conseil d'administration de Petro-Canada, j'ai le plaisir de présenter le rapport annuel de la Société pour l'exercice financier qui s'est terminé le 31 décembre 1981.

L'événement marquant de cette année a été l'acquisition, au début de 1981, de tout l'actif de Petrofina Canada Inc., au prix total de $1,61 milliard, suite à un accord signé avec Petrofina S.A., dont le siège social se trouve à Bruxelles, en Belgique. Cette transaction a permis à Petro-Canada d'augmenter non seulement sa production de pétrole et de gaz, mais aussi ses intérêts fonciers et ses réserves de pétrole et de gaz. De plus, la Société a obtenu un intérêt supplémentaire de 5 p. cent dans le groupe Syncrude et de 8 p. cent dans le groupe Alsands. Petro-Canada a également acquis une grande raffinerie dans l'Est du Canada et elle possède maintenant le seul réseau national canadien de commercialisation qui existe.

Un autre aspect marquant de l'année 1981 pour Petro-Canada a été son activité dans le domaine de l'exploration. La Société, qui avait reçu comme mandat depuis sa création d'explorer les régions reculées du pays, l'a fait à un rythme et à un niveau records puisqu'elle y a consacré plus de 30 p. cent de son budget d'investissement. Depuis 1976, la Société a participé aux travaux de forage des deux-tiers des puits forés sur la côte Est et dans l'Extrême-Arctique. Elle assure également depuis deux ans la direction du Groupe Labrador, qui a entrepris un important programme d'exploration et elle détient de vastes concessions au large de la côte Est.

Les risques que Petro-Canada a ainsi assumés lui ont déjà permis de trouver les réponses à certaines des questions qui lui avaient été posées quant à l'existence de réserves commercialisables de pétrole et de gaz dans les régions reculées du Canada.

PETRO-CANADA

Sommaire (Finance et Exploitation) des cinq dernières années

		1981	1980	1979	1978	1977
		(Note 2)			(Note 2)	
Sommaire des résultats (en milliers de dollars)	Revenu	**$2 715 777**	$1 035 154	$ 766 295	$ 205 095	$ 92 693
	Dépenses	**2 286 759**	716 004	513 273	128 600	62 280
		429 018	319 150	253 022	76 495	30 413
	Déduire: Provision pour impôts sur le revenu	**225 174**	155 464	121 968	42 109	20 898
	Participation minoritaire	**—**	—	5 049	7 010	—
	Bénéfice net avant dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	**203 844**	163 686	126 005	27 376	9 515
	Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	**138 971**	107 937	95 846	13 636	—
	Bénéfice net après les dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	**$ 64 873**	$ 55 749	$ 30 159	$ 13 740	$ 9 515
Autres données financières (en milliers de dollars)	Fonds de roulement provenant de l'exploitation	**$ 526 970**	$ 457 550	$ 357 684	$ 113 168	$ 55 884
	Dépenses en immobilisations	**709 881**	439 533	367 652	247 304	188 705
	Acquisition de filiales	**825 500**	—	749 528	746 861	—
	Actif total	**6 612 533**	3 766 766	3 411 321	3 348 913	878 696
	Fonds de roulement (insuffisance)	**697 406**	135 205	186 063	82 824	(733)
	Dette à long terme (note 3)	**284 177**	283 075	329 506	337 116	214 000
	Emprunt à terme rotatif	**566 829**	—	—	—	—
	Participation minoritaire dans des filiales	**787 450**	—	—	279 790	—
	Actions privilégiées émises par une filiale	**1 464 375**	1 464 375	1 464 375	1 464 375	—
	Billets convertibles	**461 767**	—	—	—	—
	Avoir de l'actionnaire	**1 640 444**	1 114 599	978 850	802 691	551 148
Production quotidienne (nette avant redevances)	Production domestique des puits de pétrole et de gaz					
	— Pétrole brut et dérivés liquides du gaz naturel (milliers de m^3)	**11,3**	9,9	11,1	10,9	4,4
	— Gaz naturel (millions de m^3)	**10,7**	9,3	11,5	10,7	2,5
	Pétrole brut synthétique (milliers de m^3)	**2,1**	1,5	1,2	—	—
	Pétrole brut étranger (milliers de m^3)	**0,2**	0,2	—	—	—
Réserves prouvées (nettes avant redevances)	Intérieur (note 4)					
	— Pétrole brut et dérivés liquides du gaz naturel (millions de m^3)	**53,8**	48,7	50,4	50,5	24,1
	— Gaz naturel (milliards de m^3)	**137,3**	115,4	107,8	118,7	23,1
	Étranger					
	— Pétrole brut et dérivés liquides du gaz naturel (millions de m^3)	**0,9**	1,0	1,0	1,0	—
	— Gaz naturel (milliards de m^3)	**0,4**	0,5	—	—	—
Marketing	Vente (millions de m^3)					
	— Essence et distillat	**4,0**	1,4	1,3	0,2	—
	— Dérivés liquides du gaz naturel	**1,2**	1,2	1,2	0,2	—
	— Points de distribution	**1 504**	407	420	426	—
Employés	Nombre au 31 décembre	**5 801**	2 823	2 246	2 038	649

Notes:

1. On a reclassifié certains chiffres rapportés précédemment pour les années précédentes afin de refléter les changements ultérieurs dans la présentation.
2. Les résultats financiers et de l'exploitation sont inclus depuis le 11 novembre 1978 pour Pacific Petroleums Ltd. et depuis le 12 mai 1981 pour l'exploitation de l'ancienne Petrofina Canada Inc.
3. La dette à long terme inclut les échéances à court terme.
4. Les chiffres donnés pour les réserves prouvées n'incluent pas les réserves de brut synthétique provenant de l'intérêt de la Société dans le Projet Syncrude.

Conseil d'administration

*†Wilbert H. Hopper
Président du Conseil
d'administration et directeur général
Petro-Canada
Calgary, Alberta

†J.-Claude Hébert
Vice-président du Conseil
d'administration
Petro-Canada
Conseiller en affaires
Montréal, Québec

†Andrew Janisch
Président et directeur général
Opérations
Petro-Canada
Calgary, Alberta

†James T. Black
Président et directeur général
Les Sociétés Molson Ltée
Rexdale, Ontario

Richard J. Cashin
Président
Newfoundland Fishermen, Food
and Allied Workers Union
Saint-Jean, Terre-Neuve

Ione J. Christensen
Présidente
Hospitality North Ltd.
Whitehorse, Yukon

†Marshall A. Cohen
Sous-ministre
Ministère de l'Énergie,
des Mines et des Ressources
Ottawa, Ontario

*Jerahmiel S. Grafstein
Associé
Minden, Gross, Grafstein
and Greenstein
Toronto, Ontario

Gordon H. Lennard
Président
G. H. Lennard Corporation Ltd.
Calgary, Alberta

†H. Harrison McCain
Président du Conseil d'administration
McCain Foods Limited
Florenceville, Nouveau-Brunswick

*†David McD. Mann
Associé
Cox, Downie, Nunn, and Goodfellow
Halifax, Nouvelle-Écosse

J.-Robert Ouimet
Président et directeur général
Groupe Ouimet-Cordon Bleu
Montréal, Québec

*Thomas K. Shoyama
Professeur invité
École d'administration publique
Université de Victoria
Victoria, Colombie-Britannique

Ian A. Stewart
Sous-ministre
Ministère des Finances
Ottawa, Ontario

Paul M. Tellier
Sous-ministre
Ministère des Affaires indiennes
et du Nord
Ottawa, Ontario

*Membre du Comité de vérification
†Membre du Comité exécutif

La Société

Petro-Canada est une société pétrolière complètement intégrée qui appartient en totalité au Gouvernement du Canada. Créée par une loi du Parlement en 1975 et partie de l'Annexe D des sociétés d'État, Petro-Canada a commencé ses activités en 1976. Depuis cette date, elle a acquis trois sociétés importantes et s'est lancée avec résolution dans un programme d'expansion dans tous les secteurs de l'industrie, ce qui lui a permis de devenir l'une des grandes sociétés intégrées de cette industrie avec un actif de $6,6 milliards. Ses 5 800 employés sont répartis dans toutes les régions du pays et son siège social est à Calgary, en Alberta.

Siège social
Boîte postale 2844
Calgary, Alberta
T2P 3E3
Téléphone: (403) 232-8000
Télex: 03825753

Cadres supérieurs

Wilbert H. Hopper
Président du Conseil d'administration
et directeur général

Andrew Janisch
Président et directeur général
Opérations

Joel I. Bell
Vice-président principal

David P. O'Brien
Premier vice-président
et conseil général

Sam Stewart
Premier vice-président

Robert A. Meneley
Vice-président de groupe
Activités marines et internationales

James M. Stanford
Vice-président de groupe
Canada continental

V. Glenn Sundstrom
Vice-président de groupe
Marketing et Fabrication

Douglas B. Bowie
Vice-président
Affaires sociales
et environnementales

A. Rae Campbell
Vice-président
Planification

Kenneth G. Donald
Vice-président
Charbon

Fred B. Grant
Vice-président et trésorier

David T. McKay
Vice-président
Systèmes et Services d'information

William Morrow
Vice-président et contrôleur

James Scurr
Vice-président
Ressources humaines
et Administration

Peter M. Towe
Vice-président
Président du Conseil de la
Société Petro-Canada pour
l'assistance internationale

Robert S. Vincent
Vice-président
Mise au point, Marketing

Muriel Rhynes
Secrétaire adjointe

Cadres supérieurs des Divisions

Division Activités marines et internationales:

Robert A. Meneley, président
Ronald J. Bell, vice-président, Forage
Fred G. Rayer, vice-président, Exploration

Division Canada continental:

James M. Stanford, président
Ian G. Bryden, vice-président,
Production
Peter F. Cotsworth, vice-président,
Pétrole lourd
William B. Thompson, vice-président,
Exploration

Division Les Produits Petro-Canada Ltée

V. Glenn Sundstrom, président
Thomas H. Allman, vice-président et
trésorier
Gordon A. Craig, vice-président et
contrôleur
John A. Dodd, vice-président,
Fabrication
Stephen D. Lathrop, vice-président,
Exploitation, Ouest du Canada
Alex W. McLeod, vice-président,
chef du contentieux et secrétaire
Nicholas H. Van Son, vice-président,
Approvisionnements et Logistique

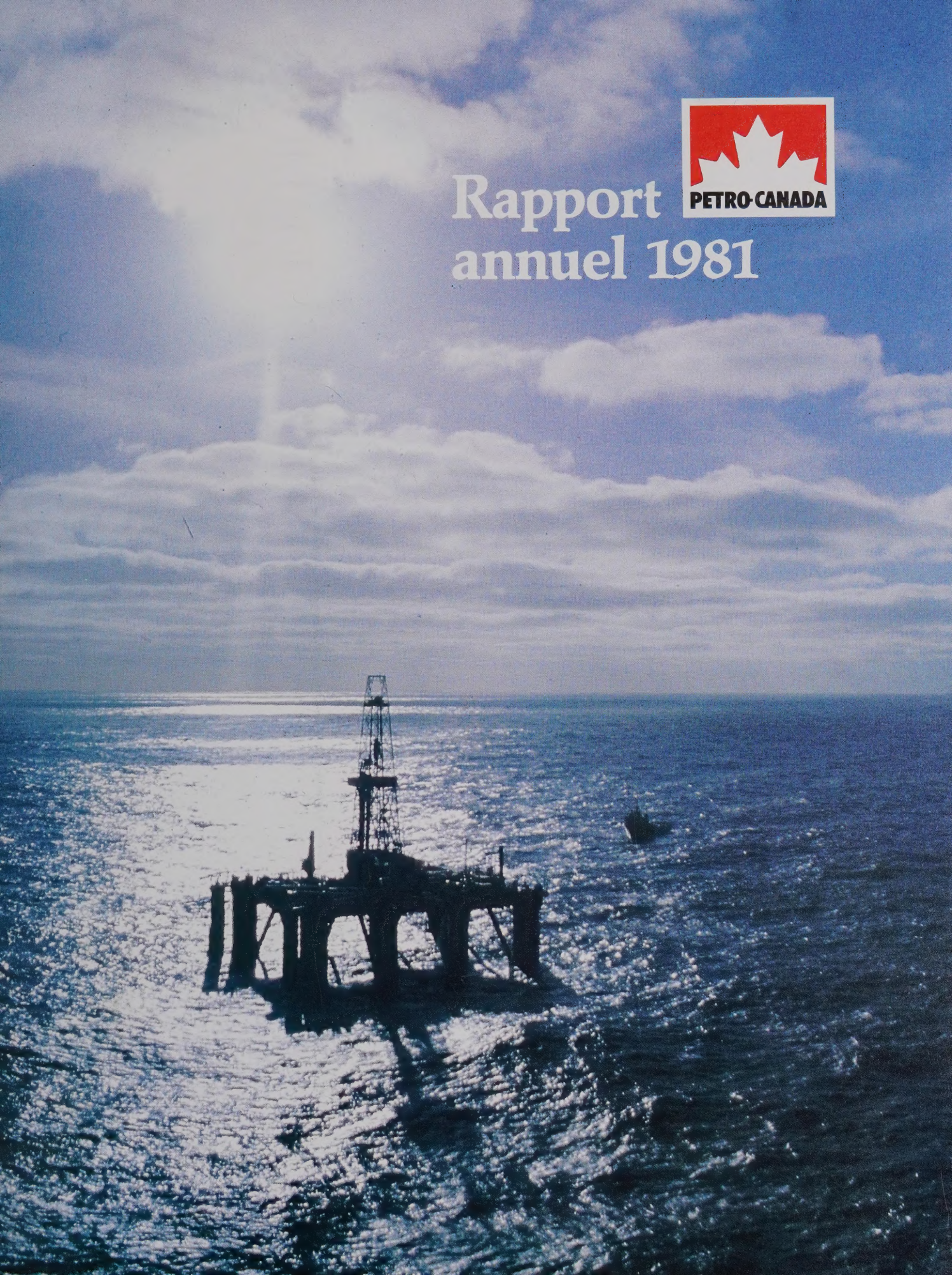
Division Projets spéciaux

Thomas F. Scott, vice-président,
Projet Canstar
George W. Sinclair, vice-président,
Projet pilote de l'Arctique

La Société

Petro-Canada est une société pétrolière complètement intégrée qui appartient en totalité au Gouvernement du Canada. Créée par une loi du Parlement en 1975 et partie de l'Annexe D des sociétés d'État, Petro-Canada a commencé ses activités en 1976. Depuis cette date, elle a acquis trois sociétés importantes et s'est lancée avec résolution dans un programme d'expansion dans tous les secteurs de l'industrie, ce qui lui a permis de devenir l'une des grandes sociétés intégrées de cette industrie avec un actif de $6,6 milliards. Ses 5 800 employés sont répartis dans toutes les régions du pays et son siège social est à Calgary, en Alberta.

Siège social
Boîte postale 2844
Calgary, Alberta
T2P 3E3
Téléphone: (403) 232-8000
Télex: 03825753



Rapport annuel 1981

PETRO-CANADA